RELAÇÕES COM INVESTIDORES
ri.light.com.br
ri@light.com.br

RELEASE | 4T 2019

RESULTADOS

Light

TELECONFERÊNCIA DE RESULTADOS COM WEBCAST

13 DE MARÇO DE 2020

Português
14h (Brasília)
12h (EDT)

Inglês
15h (Brasília)
13h (EDT)

Brasil: +55 11 2188 0155
Demais localidades: +1 646 843 6054
Código: Light

EBITDA (RECORRENTE)
R$464 MM

RESULTADO (RECORRENTE)
-R$48 MM

DÍVIDA LÍQUIDA
R$6.750 MM

Índice Brasil IBRX | ISEB3 | Índice de Energia Elétrica IEE | Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC | Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG

Rio de Janeiro, 12 de março de 2020.

Companhia segue comprometida com o *turnaround:*
Perda total estável e redução de PMSO pelo segundo trimestre consecutivo

Destaques Financeiros

- **O EBITDA recorrente consolidado foi de R$464 milhões no 4T19,** aumento de 7,9% em relação ao 4T18 (R$430 milhões), explicado pela melhor performance do Opex e pela estratégia de comercialização da Light Energia. **No acumulado do ano, o EBITDA recorrente foi de R$1.692 milhões**, em linha com o de 2018.
- **O resultado líquido recorrente consolidado do 4T19 foi um prejuízo de R$48 milhões,** frente a um lucro de R$92 milhões no 4T18. Esta queda é explicada principalmente pela piora do resultado financeiro, impactado pela marcação a mercado das dívidas em moeda estrangeira. **No ano, o resultado líquido recorrente atingiu R$178 milhões** *vs*. R$166 milhões em 2018.
- **O EBITDA e resultado líquido recorrentes do 4T19 excluem** o reconhecimento de uma PECLD extraordinária de R$525 milhões, referente a ajustes *one-off* no contas a receber de clientes e uma provisão de R$21 milhões referente ao Plano de Demissões Voluntárias de 2019. No acumulado, os resultados recorrentes excluem os efeitos da decisão favorável em processo judicial referente à exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS e aqueles relacionados à Renova.
- **O PMSO encerrou o trimestre em R$13 milhões abaixo** do registrado no 4T18, uma redução de 5,2%. Boa parte da redução é explicada pelo **menor PMSO da distribuidora, 7,3% inferior** ao mesmo trimestre do ano anterior, resultado de diversas medidas de gestão, dentre elas a maior produtividade das equipes primarizadas.
- **A PECLD no 4T19, excluída do evento extraordinário, foi de R$88 milhões (*vs.* R$68 milhões no 4T18), representando 1,9% da receita bruta (12 meses).** O índice está em linha com o valor registrado em setembro/19.
- **O indicador de Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 4T19 em 2,98x**, em linha com o valor apurado no 3T19 (3,0x) e abaixo do limite de 3,75x, estabelecido como *covenant* na maioria dos contratos de dívida. **A dívida líquida no final do 4T19 ficou em R$6.750 milhões.**

Destaques Financeiros (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receita Líquida*	3.098	2.696	14,9%	12.663	11.310	12,0%
PMSO	236	249	-5,2%	951	979	-2,9%
EBITDA Ajustado[1]	(82)	430	-	1.962	1.684	16,5%
EBITDA Recorrente	464	430	7,9%	1.692	1.684	0,5%
Lucro/Prejuízo Líquido	(366)	92	-	1.328	166	700,9%
Lucro/Prejuízo Líquido Recorrente	(48)	92	-	178	166	7,4%
Dívida Líquida/EBITDA - covenants (x)	2,98	3,63	-17,7%	2,98	3,63	-17,7%
PECLD/ROB (12 meses)	1,9%	2,7%	-0,8 p.p.	1,9%	2,7%	-0,8 p.p.
CAPEX Light	282	278	1,6%	885	799	10,8%
Geração Líquida de Caixa Operacional	213	134	58,6%	452	41	989,9%

* Desconsiderando receita de construção.

Destaques Operacionais

- **A perda total sobre a carga fio (12 meses) encerrou o ano em 26,04%,** praticamente em linha com o resultado de setembro/19 (25,93%). Com relação ao volume de perda total (12 meses), observa-se uma estabilização no 4T19 (9.736 GWh) em comparação com o 3T19 (9.737 GWh). A perda total ex-REN (12 meses) encerrou o 4T19 em 26,60%, ou 0,2 p.p abaixo do 3T19. Em Gwh, a redução das perdas sem REN (12 meses) foi de 105 GWh.
- **A carga fio caiu 1,6% em relação ao 4T18,** atribuída principalmente a concessionárias vizinhas à área da Light e à retração de clientes do setor de siderurgia. **O mercado faturado registrou uma queda de 2,2%** em relação ao 4T18 **e de 0,7%, se expurgados os efeitos da maior REN no 4T18.**
- **O DEC (12 meses) foi de 7,77 horas no 4T19**, redução de 7,5% em relação ao reportado no 3T19, enquanto o **FEC (12 meses) foi de 4,31x no 4T19**, 1,1% abaixo do resultado do 3T19. **Ambos os indicadores encerraram o ano dentro do limite estabelecido pela ANEEL.**
- **O incremento de 10,1% do número de funcionários próprios** é explicado pela estratégia de primarização de mão de obra ligada às atividades de combate à perda e leitura/entrega de contas.

Destaques Operacionais	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Carga Fio* (GWh)	9.335	9.490	-1,6%	37.394	36.861	1,4%
Mercado Faturado (GWh)	6.832	6.986	-2,2%	27.658	28.034	-1,3%
Energia Vendida - Geração (MWm)	564	548	2,9%	540	543	-0,4%
Energia Comercializada - Com (MWm)	689	804	-14,3%	665	793	-16,2%
Perda Total/Carga Fio (12 meses)	26,04%	23,95%	2,09 p.p.	26,04%	23,95%	2,09 p.p.
DEC - Horas (12 meses)	7,77	7,78	-0,1%	7,77	7,78	-0,1%
FEC - Vezes (12 meses)	4,31	4,44	-2,9%	4,31	4,44	-2,9%
Número de colaboradores próprios	5.186	4.712	10,1%	5.186	4.712	10,1%
Número de colaboradores terceirizados	7.417	7.861	-5,6%	7.417	7.861	-5,6%

* Carga própria + uso da rede.

1- EBITDA Ajustado representa o EBITDA CVM ajustado pela equivalência patrimonial e outras receitas/despesas operacionais. A Companhia adotou o EBITDA Ajustado para realizar as análises descritas ao decorrer deste documento.

Aviso importante

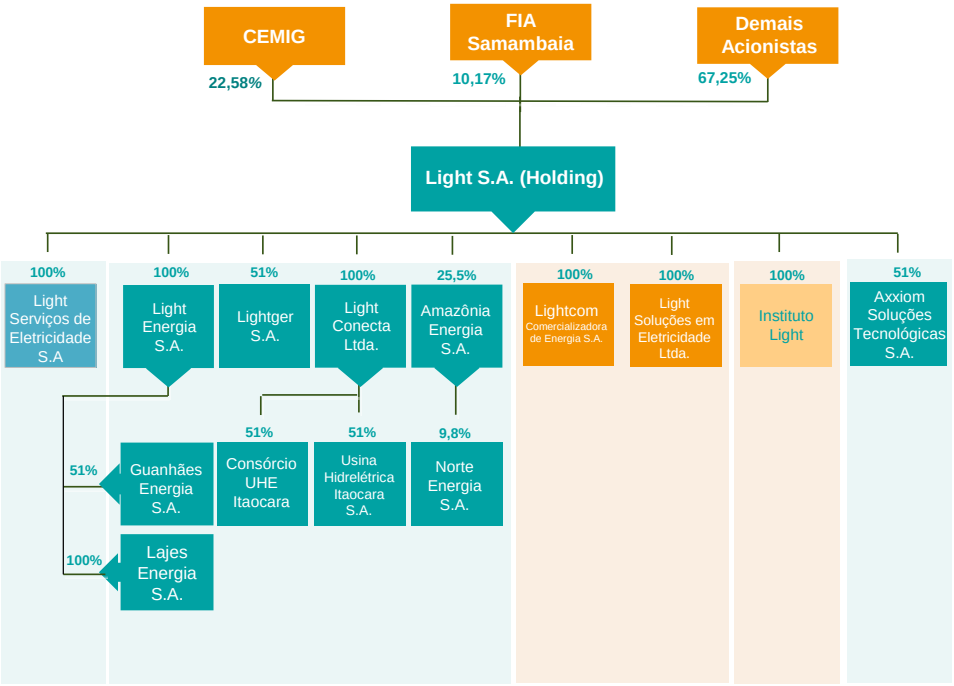
As informações operacionais e as referentes expectativas da Administração quanto a desempenho futuro da Companhia não foram revisadas pelos auditores independentes. As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras "acredita", "poderá", "irá", "continua", "espera", "prevê", "pretende", "estima" ou expressões semelhantes. As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da LIGHT S.A.

Índice

1. Perfil e Estrutura Acionária 4
2. Eventos relevantes do período 5
3. Eventos subsequentes 6
4. Light S.A - Consolidado 9
4.1. Desempenho Financeiro Consolidado 9
4.2.Resultado Recorrente 10
4.3. EBITDA Ajustado Consolidado 11
4.4. Resultado Consolidado 13
5. Light SESA - Distribuição 15
5.1. Desempenho Operacional 15
5.1.1. Mercado 15
5.1.2. Balanço Energético 18
5.1.3. Perda de Energia 19
5.1.4. Arrecadação 22
5.1.5. Qualidade Operacional 23
5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA 23
5.2.1. Receita Líquida da Light SESA 24
5.2.2. Custos e Despesas da Light SESA 25
5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA 25
5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA 27
5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA 27
5.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA 28
6. Light Energia – Geração 29
6.1. Desempenho Operacional 29
6.1.1. Compra e Venda de Energia 29
6.1.2. Nível de contratação de energia (Light Energia + Light Com) 30
6.2. Desempenho Financeiro da Light Energia 31
6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia 31
6.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia 32
6.2.3. Resultado Líquido da Light Energia 32
7. Light Com - Comercialização 33
7.1. Desempenho Operacional 33
7.2. Desempenho Financeiro 33
8. Endividamento 34
8.1. Light S.A. 34
8.2. Abertura do Endividamento 38
9. Investimento Consolidado 39
10. Mercado de Capitais 40
ANEXO I – Projetos de Geração 40
ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM 42
ANEXO III – Demonstração de Resultado 43
ANEXO IV – Resultado Financeiro 45
ANEXO V – Balanço Patrimonial 46
ANEXO VI – Fluxo de Caixa 49

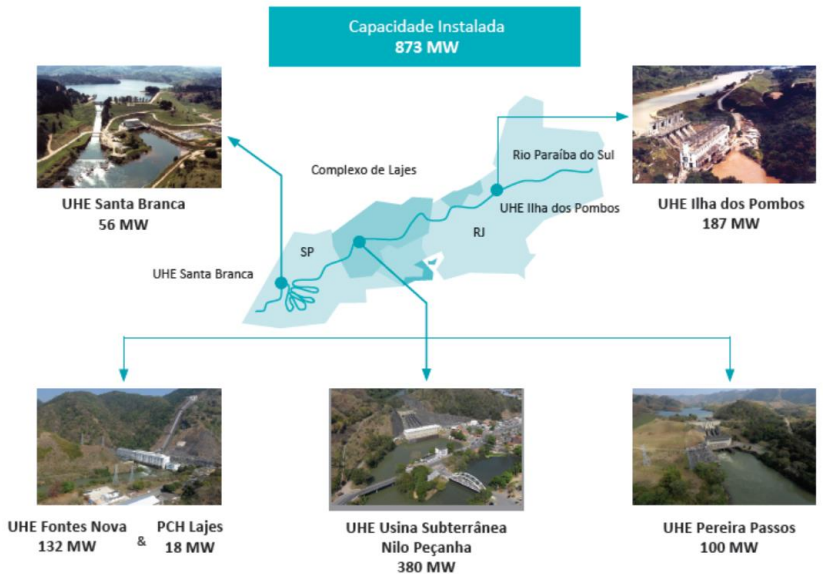
1. Perfil e Estrutura Acionária

A Light é uma empresa integrada do setor de energia elétrica no Brasil com sede no Rio de Janeiro, atuante nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia.



O Estado do Rio de Janeiro tem área de 43.781 km² e população de aproximadamente 17,2 milhões de pessoas. A área de concessão da Companhia correspondente a 26% (11.307 mil km²) do Estado e abrange 11 milhões de pessoas, representando 64% da sua população total. Dos 92 municípios do Estado, com um total de 7 milhões de consumidores de energia elétrica, a Companhia atua em 31 municípios e possui uma base de cerca de 4,4 milhões de clientes.

O parque gerador da Companhia compreende cinco usinas hidrelétricas e uma pequena central hidrelétrica, que totalizam 873 MW de capacidade instalada. São elas: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos e PCH Lajes, que constituem o Complexo de Lajes (em Piraí); (ii) Ilha dos Pombos, no município de Carmo/RJ e (iii) Santa Branca, no município de Santa Branca/SP. O Complexo de Lajes também abarca duas usinas elevatórias: Santa Cecília e Vigário. Considerando as participações na PCH Paracambi, em Belo Monte e em Guanhães, a Companhia possui um total de 1.188 MW de capacidade instalada.



2. Eventos relevantes do período

2.1 Venda da participação da Light Energia na Renova

Em 15 de outubro, a Light Energia vendeu a totalidade de suas ações na Renova (17,17% do capital social) pelo valor de R$1,00 ao CG I Fundo de Investimento. Também no âmbito desta operação, a Lightcom cedeu todos os créditos detidos contra a Renova ao CG I pelo valor de R$1,00. Essa operação está em linha com a estratégia de desinvestimento de ativos *non-core* e, assim, seguir com foco na geração de valor aos seus acionistas pela melhoria operacional na distribuidora.

2.2 Aquisição de 449 MWmédios no Leilão A-6 pela Light SESA

No 30º Leilão de Energia Nova A-6 realizado pela CCEE em 18 de outubro, a Light SESA adquiriu o montante total de 449 MWmédios, com início de fornecimento em janeiro/25 e vigência de até 30 anos, ao preço médio de R$176,09/MWh. Essa energia irá substituir contratos atualmente em vigor, que possuem vencimento em dezembro/24 e preço médio atualizado de cerca de R$280,00/MWh, representando assim uma redução de aproximadamente 38% no custo da energia referente a esse contrato. O menor custo de aquisição de energia beneficia os planos de combate à perda e de redução da inadimplência, além de diminuir a pressão sobre o caixa da companhia.

2.3 PDV

Em 25 de outubro, a Companhia lançou um Programa de Demissão Voluntário (PDV) para os seus empregados. As principais condições para a adesão ao PDV eram: (i) ser funcionário da Light por mais de 10 anos e reunir condições legais para se aposentar ou já estar aposentado; ou (ii) ter pelo menos 30 anos de serviços prestados à Companhia. Os benefícios oferecidos foram, além das verbas rescisórias legais, de 1,5 a 5 salários base e a prorrogação no plano de saúde por um período de até 24 meses. A adesão ao programa foi de 154 funcionários, sendo que as rescisões dos seus contratos de trabalho ocorrerão até abril/20. O PDV teve um custo total de R$21 milhões, sendo apenas R$5 milhões os custos de incentivo.

2.4 Light incluída no ISE pelo 13º ano consecutivo

Pelo 13º ano consecutivo, a Light foi selecionada para integrar o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), que terá vigência de 06/01/20 a 01/01/21. O ISE é uma ferramenta para análise comparativa da performance das empresas listadas na B3 sob o aspecto da sustentabilidade corporativa, baseada em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa. A nova carteira do índice está composta por 30 empresas.

2.5 Convocação de Assembleia Geral Extraordinária (AGE) e eleição dos novos membros do CA

Em 4 de novembro, a Companhia recebeu correspondência de acionistas que representavam mais de 5% do seu capital social, requerendo a convocação de Assembleia para eleição de 8 membros para o Conselho de Administração. Em AGE de 12 de dezembro, foram eleitos novos conselheiros, conforme o quadro abaixo:

Membros do Conselho de Administração	Cargo
David Zylbersztajn	Presidente do Conselho (Conselheiro Independente)
Carlos Marcio Ferreira	Vice Presidente do Conselho (Conselheiro Independente)

Antonio Rodrigues dos Santos e Junqueira	Conselheiro
Carlos da Costa Parcias Júnior	Conselheiro Independente
Ivan de Souza Monteiro	Conselheiro Independente
Octávio Cortes Pereira Lopes	Conselheiro Independente
Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes	Conselheiro Independente
Ricardo Reisen de Pinho	Conselheiro Independente
Carlos Alberto da Cruz	Representante dos Empregados

Na mesma ocasião, foi eleito também o Sr. Marcelo Souza Monteiro como membro titular do Conselho Fiscal da Companhia.

2.6 Realizações no âmbito do *Liability Management*

A agenda de *liability management* da Companhia tem como objetivo otimizar o seu perfil de dívida, reduzir os custos financeiros e, assim, propiciar geração de valor para seus acionistas. Dentre as atividades realizadas no 4T19, destacam-se:

- Em 4 de novembro, ocorreu o resgate antecipado de 35% dos *bonds* no montante equivalente a USD210 milhões, sendo USD140 milhões para a Light SESA e USD70 milhões para a Light Energia. O saldo remanescente dos *bonds*, no valor de USD390 milhões, permanece com o vencimento original de maio/23, com opção de resgate a partir de maio/21.
- Em 6 de dezembro, foi liquidada a 17ª emissão de debêntures da Light Sesa no valor total de R$700 milhões.
- Em 16 de dezembro, foi realizada a amortização antecipada da totalidade do saldo devedor do contrato de financiamento do Capex 2015/16 da Light Sesa com o BNDES, no montante de R$292,6 milhões. O vencimento original desse contrato ocorreria em março de 2023 e possuía subcréditos ao custo de SELIC + 4,08% a.a. e TJLP + 3,74% a.a.
- Em 27 de dezembro, foi liquidada a 5ª emissão de notas promissórias da Light Sesa no valor total de R$300 milhões.

3. Eventos subsequentes

3.1 Alteração composição acionária

Em 15 de janeiro, o BNDESPAR comunicou que, entre os dias 26/12/19 e 15/01/20, alienou a totalidade das ações ordinárias que detinha no capital social da Companhia e, portanto, deixou de ser acionista.
Em 16 de janeiro, o FIA Samambaia comunicou que passou a deter 22.730.000 ações ordinárias, representativas de 7,48% do capital social da Light e, em 27 de janeiro, informou que aumentou sua participação para 10,17%.

3.2 Renúncia de Conselheiro de Administração

Em 11 de fevereiro, o Sr. Ivan Monteiro renunciou ao cargo de membro do Conselho de Administração. O preenchimento do respectivo cargo será realizado em Assembleia Geral a ser oportunamente convocada, em observância ao disposto no Estatuto Social da Companhia.

3.3 ANEEL define Reajuste Tarifário de 2020 da Light SESA

Em 10 de março, a ANEEL aprovou o reajuste tarifário para a Light SESA com efeito médio de +6,21%. As novas tarifas entram em vigor a partir de 15 de março de 2020.

Os consumidores residenciais perceberão um aumento de 5,91%, conforme a tabela a seguir, que também apresenta o impacto a ser percebido pelas demais classes e níveis de tensão.

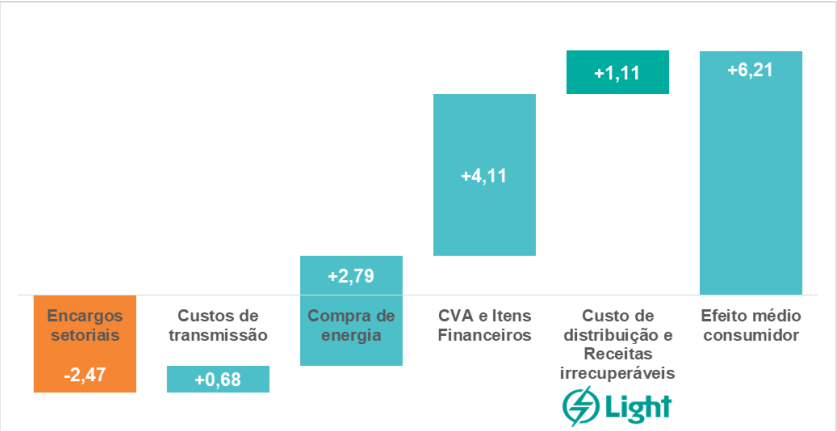
Percepção Média para o Consumidor

	LIVRES + CATIVOS	EFEITO MÉDIO
Grupo A	A2 (88 a 138kV)	7,11%
	A4 (2,3 a 25kV)	6,53%
	AS (Subterrâneo)	7,46%
Baixa Tensão	**B1 (Residencial)**	**5,91%**
	B2 (Rural)	14,35%
	B3 (Comercial)	6,05%
	B4 (Iluminação Pública)	5,99%
	Grupo A	**6,73%**
	Baixa Tensão	**5,98%**
	Grupo A + BT	**6,21%**

O processo de reajuste tarifário anual consiste no repasse aos consumidores dos custos não gerenciáveis da concessão (Parcela A: compra de energia, encargos setoriais e encargos de transmissão), e na atualização dos custos gerenciáveis (Parcela B) pela variação do IPC-A ajustada pelos componentes do Fator X, que repassa aos consumidores os ganhos de produtividade anuais da concessionária, os ajustes nos custos operacionais definidos na última Revisão Tarifária, além de incorporar os mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade.

O gráfico a seguir resume a participação de cada item de custo no efeito médio percebido pelo consumidor.

Percepção Média para o Consumidor



A projeção dos itens não gerenciáveis da Parcela A foi impactada pela redução dos encargos setoriais, devido ao fim do pagamento da CDE Conta ACR e pelo acréscimo do custo de compra de energia. Sobre esse último item,

destaca-se o impacto das usinas de Itaipu e Norte Fluminense, cujos contratos são atrelados ao dólar, que aumentou 16% em relação ao último reajuste tarifário. Dessa forma, o preço médio dos contratos de compra de energia (Pmix) passou de R$210,08/MWh para R$221,74/MWh.

Observa-se que a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior e a inclusão dos novos representou um aumento de 4,11 p.p. Esse acréscimo é explicado pela ocorrência, ao longo de 2019, de despesas sem a devida cobertura tarifária, principalmente relativas à compra de energia e à transmissão (rede básica). Na época, esses custos foram suportados pela Light e agora a ANEEL está repassando aos consumidores, conforme prevê o contrato de concessão.

No que se refere ao repasse das perdas regulatórias, item incluído nos custos de Compra de Energia, foram mantidos os percentuais definidos na última Revisão Tarifária: 36,06% sobre o mercado de baixa tensão para as perdas não técnicas e de 6,34% sobre a carga fio para as perdas técnicas.

Já o reajuste da Parcela B (que cobre os custos e remunera os investimentos da Light), reflete a variação acumulada do IPC-A no período, de 3,94%, deduzida do Fator X resultante da soma de três componentes: Fator X Pd, de 0,54%, associado aos ganhos de produtividade; Componente T, de -0,84%, relativo à trajetória crescente de custos operacionais; e Componente Q, de -0,29%, que captura a melhora dos indicadores de qualidade verificada entre os anos de 2017 e 2018.

IPC-A e composição do Fator X	%
IPC-A	**+3,94%**
Fator X	**-0,59%**
Fator X Pd (Produtividade)	*+0,54%*
Componente T (Trajetória Opex)	*-0,84%*
Componente Q (Qualidade)	*-0,29%*
Índice de atualização da Parcela B (IPC-A - Fator X)	**+4,53%**

Ainda, foram atualizados os valores de compartilhamento com o consumidor associados às receitas com ultrapassagem de demanda, excedente de reativo e outras receitas. Em consequência, o reajuste tarifário gerou um acréscimo total de +4,90% sobre a Parcela B faturada nos últimos 12 meses, resultando em R$2.827.389 mil.

4. Light S.A - Consolidado

4.1. Desempenho Financeiro Consolidado

Informações Financeiras Selecionadas (R$ MM)	4T19	4T18	Var. %	2019	2018	Var. %
Receita Operacional Bruta	**4.822**	**4.789**	**0,7%**	**20.341**	**19.376**	**5,0%**
Deduções	(1.724)	(2.093)	-17,6%	(7.677)	(8.066)	-4,8%
Receita Operacional Líquida	**3.098**	**2.696**	14,9%	**12.663**	**11.310**	**12,0%**
Despesa Operacional	**(3.327)**	**(2.404)**	**38,4%**	**(11.289)**	**(10.171)**	**11,0%**
PMSO	(236)	(249)	-5,2%	(951)	(979)	-2,9%
Pessoal	(103)	(102)	1,5%	(430)	(403)	6,6%
Material	(5)	(5)	-4,8%	(23)	(41)	-44,8%
Serviço de Terceiros	(134)	(144)	-7,0%	(541)	(547)	-1,1%
Outros	7	2	170,6%	43	12	270,0%
Energia Comprada	(2.189)	(1.883)	16,3%	(8.211)	(7.972)	3,0%
Depreciação	(147)	(138)	6,5%	(587)	(545)	7,8%
Provisões	(121)	(66)	84,8%	(392)	(239)	63,8%
Provisões - PDV	(21)	-	-	(21)	-	-
PECLD	(88)	(68)	27,9%	(324)	(435)	-25,4%
PECLD Extraordinária	(525)	-	-	(525)	-	-
PECLD - Renova	-	-	-	(278)	-	-
EBITDA Ajustado*	**(82)**	**430**	**-**	**1.962**	**1.684**	**16,5%**
Resultado Financeiro	(314)	(58)	440,1%	702	(651)	-
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(19)	(56)	-65,0%	(49)	(91)	-46,5%
Resultado Antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	(563)	178	-	2.027	397	410,9%
IR/CS	42	(40)	-	(96)	(82)	18,0%
IR/CS Diferido	182	(25)	-	(565)	(64)	781,3%
Equivalência Patrimonial	(28)	(20)	37,8%	(38)	(85)	-55,1%
Lucro Líquido	**(366)**	**92**	**-**	**1.328**	**166**	**700,9%**

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

*O EBITDA ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, resultado financeiro, depreciação e amortização.

4.2.Resultado Recorrente

Na tabela abaixo, demostramos a reconciliação do EBITDA CVM, Ajustado e Recorrente. Os valores recorrentes do 4T19 desconsideram a PECLD extraordinária e a provisão do PDV. No acumulado do ano, somam-se os eventos ocorridos no 3T19 (decisão favorável em processo judicial da exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS e impactos relacionados à Renova).

Reconciliação Resultado Recorrente (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19 /4T18	2019	2018	Variação 2019 /2018
Lucro/Prejuízo Líquido	**(366)**	**92**	**-**	**1.328**	**166**	700,9%
Tributos sobre o lucro	224	(65)	-	(661)	(146)	354,1%
Resultado Financeiro	(314)	(58)	440,1%	702	(651)	-
Depreciação	(147)	(138)	6,5%	(587)	(545)	7,8%
EBITDA CVM	**(130)**	**354**	**-**	**1.875**	**1.507**	**24,4%**
Equivalência Patrimonial	(28)	(20)	37,8%	(38)	(85)	-55,1%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(19)	(56)	-65,0%	(49)	(91)	-46,5%
EBITDA Ajustado	**(82)**	**430**	**-**	**1.962**	**1.684**	**16,5%**
Receita Operacional Light SESA - PIS/COFINS	-	-	-	1.086	-	-
Receita Operacional LightCom - Renova	-	-	-	22	-	-
Provisões - PDV	(21)	-	-	(21)	-	-
PECLD Extraordinária	(525)	-	-	(525)	-	-
PECLD Renova	-	-	-	(278)	-	-
Outros (PMSO)	-	-	-	(16)	-	-
EBITDA Recorrente	**464**	**430**	**7,9%**	**1.692**	**1.683**	**0,5%**

Ajustes EBITDA

Reconciliação Resultado Recorrente (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19 /4T18	2019	2018	Variação 2019 /2018
Resultado Líquido	**(366)**	**92**	**-**	**1.328**	**166**	**700,9%**
Ajustes EBITDA	(546)	-	-	269	-	-
Resultado Financeiro	-	-	-	1.418	-	-
IR/CSLL	227	-	-	(537)	-	-
Resultado Líquido Recorrente	**(48)**	**92**	**-**	**178**	**166**	**7,4%**

Apresentamos abaixo, as principais linhas do resultado, ajustadas pelos efeitos acima mencionados.

Informações Financeiras Selecionadas (R$ MM)	4T19 Recorrente	4T18	Variação 4T19 Recorrente/4T18	2019 Recorrente	2018	Variação 2019 Recorrente/2018
Receita Operacional Bruta	**4.822**	**4.789**	**0,7%**	**19.230**	**19.376**	**-0,8%**
Deduções	(1.724)	(2.093)	-17,6%	(7.675)	(8.066)	-4,8%
Receita Operacional Líquida	**3.098**	**2.696**	**14,9%**	**11.555**	**11.310**	**2,2%**
Despesa Operacional	**(2.782)**	**(2.404)**	**15,7%**	**(10.450)**	**(10.171)**	**2,7%**
PMSO	(236)	(249)	-5,2%	(936)	(979)	-4,5%
Pessoal	(103)	(102)	1,5%	(430)	(403)	6,6%
Material	(5)	(5)	-4,8%	(23)	(41)	-44,8%
Serviço de Terceiros	(134)	(144)	-7,0%	(541)	(547)	-1,1%
Outros	7	2	170,6%	58	12	400,1%
Energia Comprada	(2.189)	(1.883)	16,3%	(8.211)	(7.972)	3,0%
Depreciação	(147)	(138)	6,5%	(587)	(545)	7,8%
Provisões	(121)	(66)	84,8%	(392)	(239)	63,9%
PECLD	(88)	(68)	27,9%	(324)	(435)	-25,5%
EBITDA Recorrente	**464**	**430**	**7,9%**	**1.692**	**1.684**	**0,5%**
Resultado Financeiro	(313)	(58)	439,9%	(717)	(651)	10,2%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(19)	(56)	-65,0%	(49)	(91)	-46,8%
IR/CS	(3)	(65)	-94,8%	(124)	(146)	-15,2%
Equivalência Patrimonial	(28)	(20)	37,6%	(38)	(85)	-55,5%
Lucro Líquido Recorrente	**(48)**	**92**	**-**	**178**	**166**	**7,2%**

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

4.3. EBITDA Ajustado Consolidado[4]

EBITDA Ajustado Por Segmento (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Distribuição	(219)	292	-	1.578	1.187	32,9%
Geração	109	83	31,2%	542	383	41,5%
Comercialização	33	57	-41,2%	(126)	127	-
Outros e eliminações	(6)	(3)	113,9%	(33)	(18)	81,8%
Total	**(82)**	**430**	**-**	**1.962**	**1.684**	**16,5%**
Margem EBITDA (%)	-2,7%	15,9%	-18,60 p.p.	15,5%	14,9%	0,60 p.p.

O EBITDA consolidado encerrou o 4T19 negativo em R$82 milhões, frente a R$430 milhões positivos no 4T18. Esse fato pode ser explicado pelo resultado operacional da distribuidora, que registrou um EBITDA de -R$219 milhões, em razão do reconhecimento da PECLD extraordinária no valor de R$525 milhões. Outro destaque não-recorrente do período foi a provisão de R$20,8 milhões, referente ao PDV lançado em outubro/19.

No segmento de Geração, o EBITDA registrou um aumento de R$26 milhões na comparação trimestral que ocorreu, principalmente, pelo incremento das vendas no mercado *spot* em função do maior PLD médio SE/CO (R$272,8/MWh no 4T19 *vs.* R$158,2/MWh no 4T18).

No ano, o EBITDA da distribuidora foi de R$1.578 milhões, R$390 milhões acima do realizado em 2018 em razão do reconhecimento do trânsito em julgado do processo judicial que deu direito à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, com efeito retroativo a janeiro/02. Com isso, a distribuidora constituiu no 3T19 créditos de PIS/COFINS a recuperar de R$6.169 milhões. Com base em pareceres de assessores legais e na legislação vigente, a Companhia entende que parte dos créditos a serem recebidos devem ser objeto de restituição aos seus consumidores (R$3.573 milhões), considerando um período de devolução dos últimos 10 anos (setembro/09 a agosto/19).

Com relação à Comercializadora, em 2019, seu EBITDA foi negativo em R$126 milhões, em virtude do provisionamento no 3T19 de R$278 milhões referente aos créditos detidos pela LightCom junto à Renova. No âmbito da venda da participação da Light Energia na Renova para o CG I Fundo de Investimentos, a LightCom transferiu os TARDs (Termo de Acordo e Reconhecimento de Dívida) detidos contra a Renova para o CG I por R$1,00.

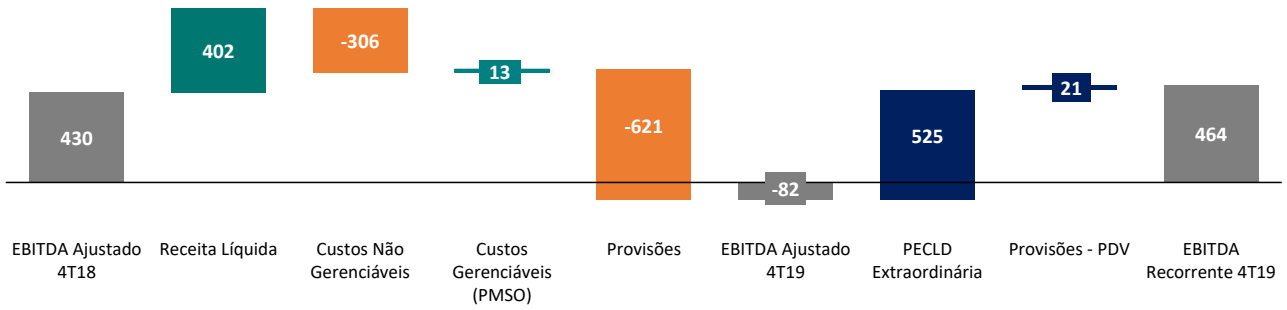
Desconsiderando os itens não-recorrentes e extraordinários acima citados, o EBITDA recorrente do 4T19 foi de R$464 milhões, R$34 milhões (7,9%) acima do apurado no 4T18, conforme tabela abaixo.

EBITDA Ajustado Por Segmento (R$ MM)	4T19 Recorrente	4T18	Variação 4T19 Recorrente/4T18	2019 Recorrente	2018	Variação 2019 Recorrente/2018
Distribuição	324	292	10,8%	1.035	1.187	-12,8%
Geração	112	83	34,7%	545	383	42,2%
Comercialização	33	57	-42,1%	130	127	2,2%
Outros e eliminações	(5)	(3)	86,6%	(18)	(14)	30,1%
Total	**464**	**430**	**7,9%**	**1.692**	**1.684**	**0,5%**

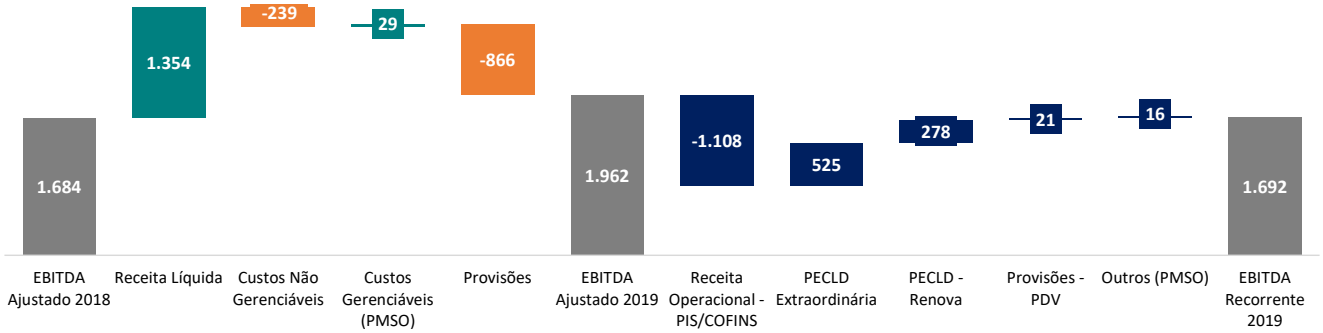
[4] EBITDA Ajustado é calculado a partir do lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, equivalência patrimonial, outras receitas/despesas operacionais, despesas financeiras líquidas, depreciação e amortização.

O incremento do EBITDA recorrente em relação ao 4T19 é explicado pela melhor performance do Opex consolidado e pela estratégia de comercialização da Light Energia. No acumulado, o EBITDA está em linha com o de 2018.

EBITDA ajustado consolidado
4T18 / 4T19 - R$MM



EBITDA ajustado consolidado
2018 / 2019 - R$MM



4.4. Resultado Consolidado

Lucro/Prejuízo Líquido Por Segmento (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Distribuição	(405)	51	-	1.154	77	1399,3%
Geração	63	28	122,4%	327	36	815,9%
Comercialização	23	40	-42,8%	(64)	93	-
Outros e eliminações	(48)	(27)	77,4%	(88)	(40)	120,4%
Total	**(366)**	**92**	**-**	**1.328**	**166**	**700,9%**
Margem Líquida (%)	-11,8%	3,4%	-15,25 p.p.	10,5%	1,5%	9,02 p.p.

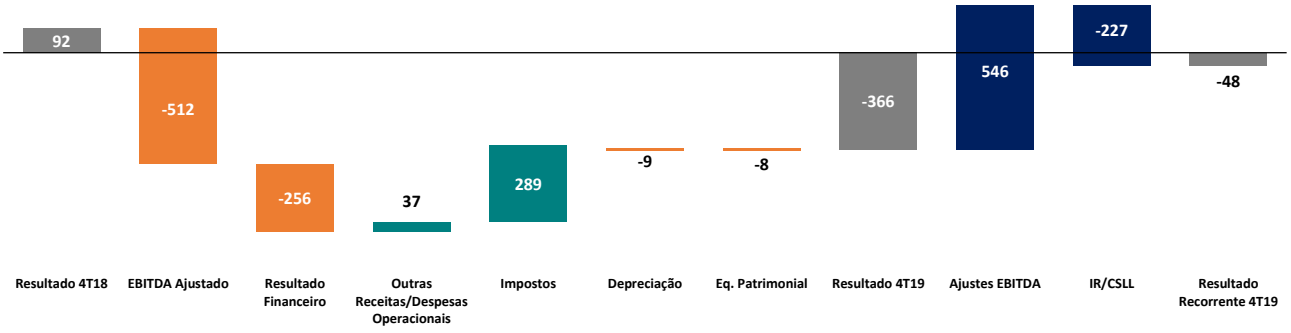
O Resultado Líquido consolidado no 4T19 foi um prejuízo de R$366 milhões, frente a um lucro de R$92 milhões observado no 4T18. Este resultado é decorrente dos eventos citados no item 4.3 acima. Adicionalmente, houve um impacto negativo nos resultados financeiros, decorrente da marcação à mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira.

No acumulado de 2019, o Lucro Líquido foi de R$1.328 milhões, R$1.162 milhões acima de 2018. Esse acréscimo pode ser explicado, principalmente, pela Receita Financeira da distribuidora em razão da atualização do crédito de PIS/COFINS, reconhecido no 3T19 (R$1.461 milhões). O impacto total da causa no resultado do 3T19 foi de R$1.636 milhões, líquido de impostos.

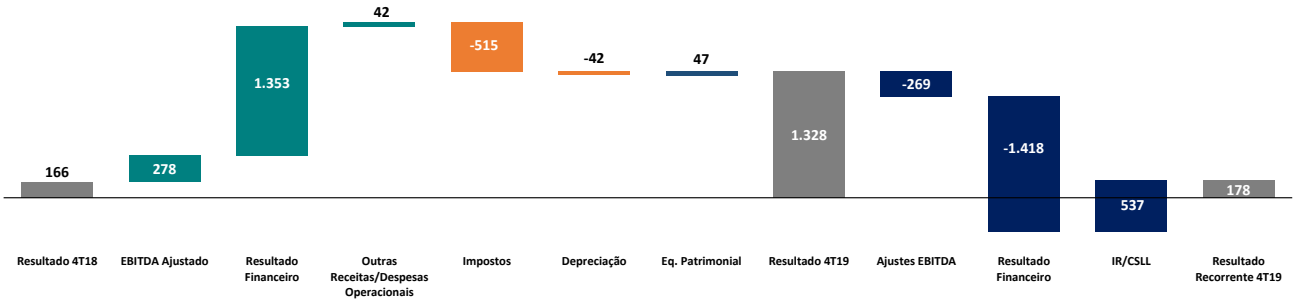
Desconsiderando os itens não-recorrentes e extraordinários, o resultado líquido do 4T19 seria um prejuízo de R$48 milhões, frente um lucro líquido de R$92 milhões no 4T18, conforme tabela abaixo.

Resultado Líquido Por Segmento (R$ MM)	4T19 Recorrente	4T18	Variação 4T19 Recorrente/4T18	2019 Recorrente	2018	Variação 2019 Recorrente/2018
Distribuição	(46)	51	-	(125)	77	-
Geração	23	28	-19,1%	287	36	704,9%
Comercialização	23	40	-42,1%	88	93	-5,5%
Outros e eliminações	(47)	(27)	76,3%	(73)	(40)	83,3%
Total	**(48)**	**92**	-	**178**	**166**	7,0%

Resultado líquido consolidado
4T18 / 4T19 - R$MM



Resultado líquido consolidado
2018 / 2019 - R$MM



5. Light SESA - Distribuição

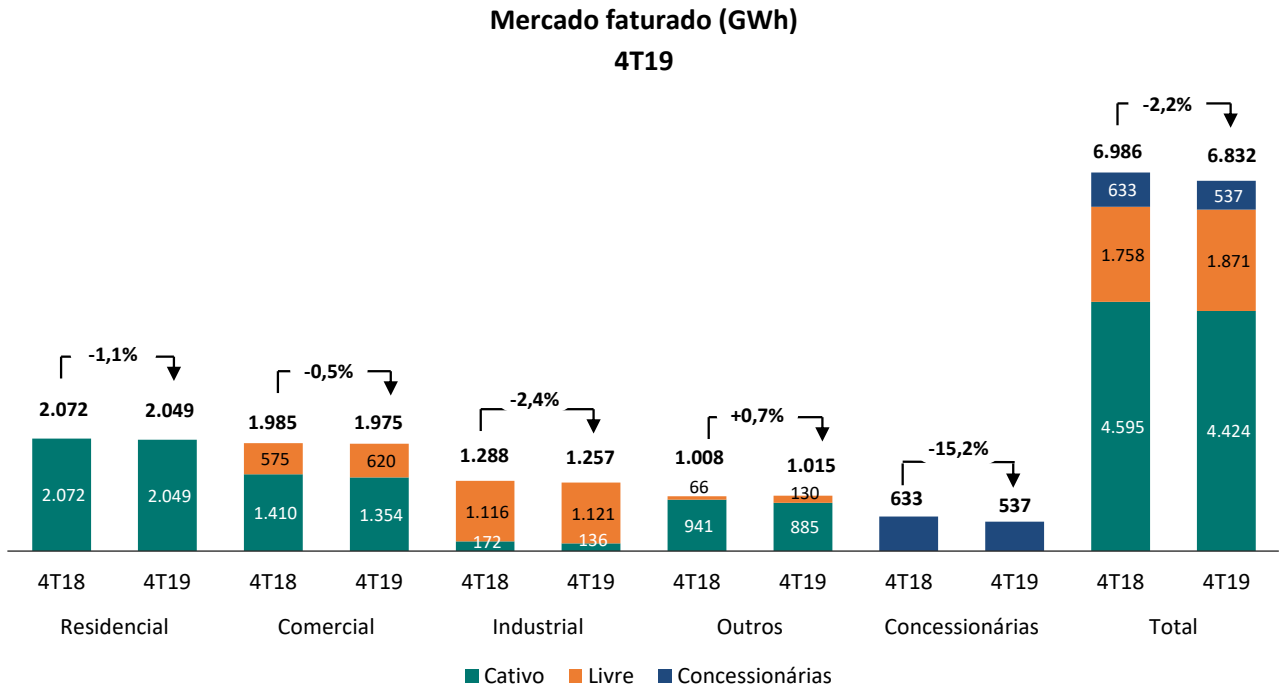
5.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18
Nº de Consumidores (Mil)[1]	4.424	4.434	-0,2%
Nº de Empregados	4.937	4.459	10,7%
Tarifa média de fornecimento[2] - R$/MWh	822	790	4,1%
Tarifa média de fornecimento[2] - R$/MWh (s/ impostos)	580	539	7,7%
Custo médio de contratos* - R$/MWh	226,2	205,0	10,3%
Custo médio de compra de energia ** - R$/MWh	222,6	202,7	9,8%

[1] Considera a quantidade de contratos ativos da distribuidora
[2] Referente ao mercado cativo
* Não inclui compra no spot e risco hidrológico
** Não inclui Risco hidrológico

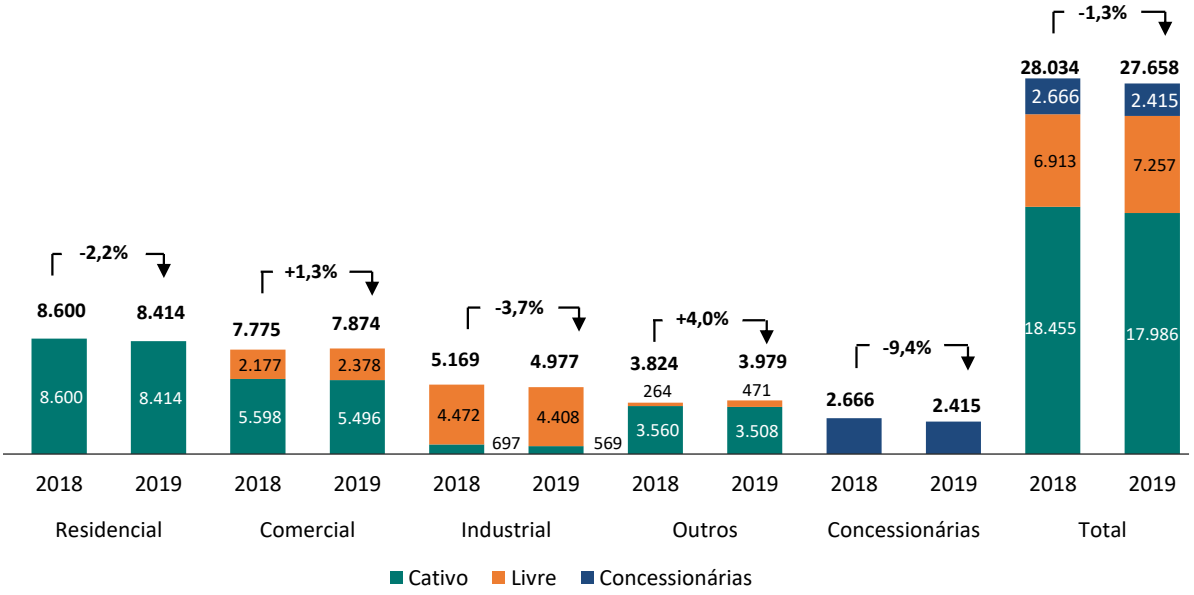
O incremento do número de funcionários próprios é explicado pela primarização de mão de obra ocorrida, principalmente, nas atividades de manutenção de rede, leitura/entrega de conta e serviços de combate à perda. O objetivo da maior primarização é obter ganhos de produtividade e permitir um melhor controle ético e de gestão dos times de campo. O incremento do custo médio de contratos de compra de energia foi de 10,3%, justificado pelo aumento no pagamento dos contratos por disponibilidade e pelo aumento do dólar, o que elevou o custo de compra das usinas Norte Fluminense e de Itaipu.

5.1.1. Mercado

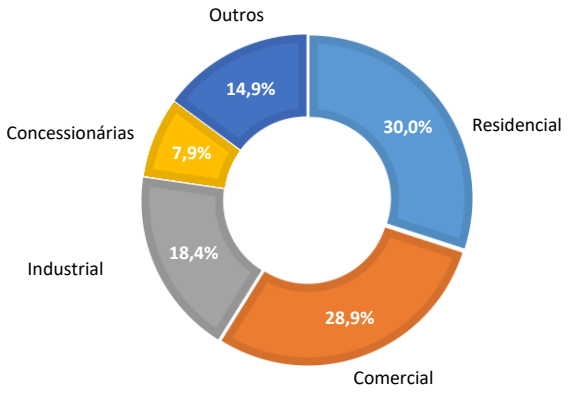


[1] Neste trimestre alteramos a forma de apresentar os dados do mercado livre. Anteriormente reportávamos o mercado livre faturado e a partir do 4T19 vamos apresentar o mercado livre medido. Para fins de comparação os dados do 4T18 foram ajustados.

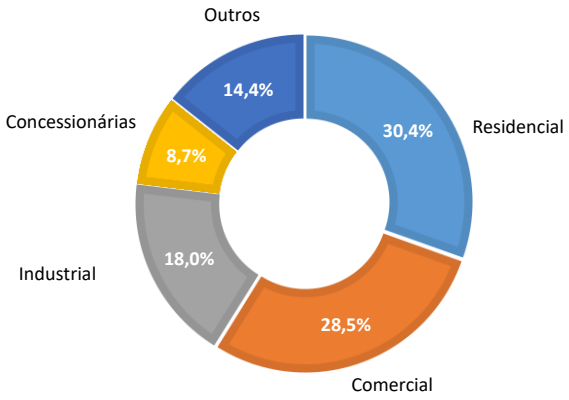
Mercado faturado (GWh)
2019



Mercado de energia
4T19



Mercado de energia
2019



O mercado total de energia no 4T19 foi de 6.832 GWh, 2,2% inferior ao 4T18, impactado, principalmente, pela queda de 62% do volume de REN e pela retração no consumo das concessionárias de -15,2%[5]. Desconsiderando a REN, o mercado no 4T19 apresentou uma queda de 0,7% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior e expurgando ambos os efeitos, o mercado teria crescido 0,7%. Essa queda no mercado foi menor que a redução de 1,6% na carga fio, o que reforça a tendência de queda da perda.

No acumulado do ano, o mercado faturado totalizou 27.658 GWh, ficando 1,3% abaixo do registrado em 2018. Se for expurgado o faturamento de REN, o mercado cresceria 0,4% em relação ao ano anterior. Desconsiderando

[5] Cabe mencionar que a contribuição associada pelas concessionárias à margem é muito inferior quando comparada às demais classes.

a REN e as concessionárias, o mercado teria um incremento de 1,5% na comparação anual, em linha com o aumento de 1,4% da carga fio.

A classe Residencial apresentou um volume de 2.049 GWh no 4T19, um decréscimo de 1,1% em relação ao mesmo trimestre de 2018. Esta redução é explicada, principalmente, por um menor faturamento de REN no 4T19 (8 GWh no 4T19 contra 85 GWh no 4T18), o qual foi parcialmente compensado pelo aumento da incorporação de energia. Expurgando o efeito da REN, o mercado residencial teria aumentado em 2,8% no trimestre.

A classe Comercial, incluindo clientes cativos e livres, encerrou o 4T19 praticamente em linha com o 4T18. No ano, a classe cresceu 1,3% em comparação a 2018 com destaque para o desempenho positivo dos setores de transportes, telecomunicação e supermercados.

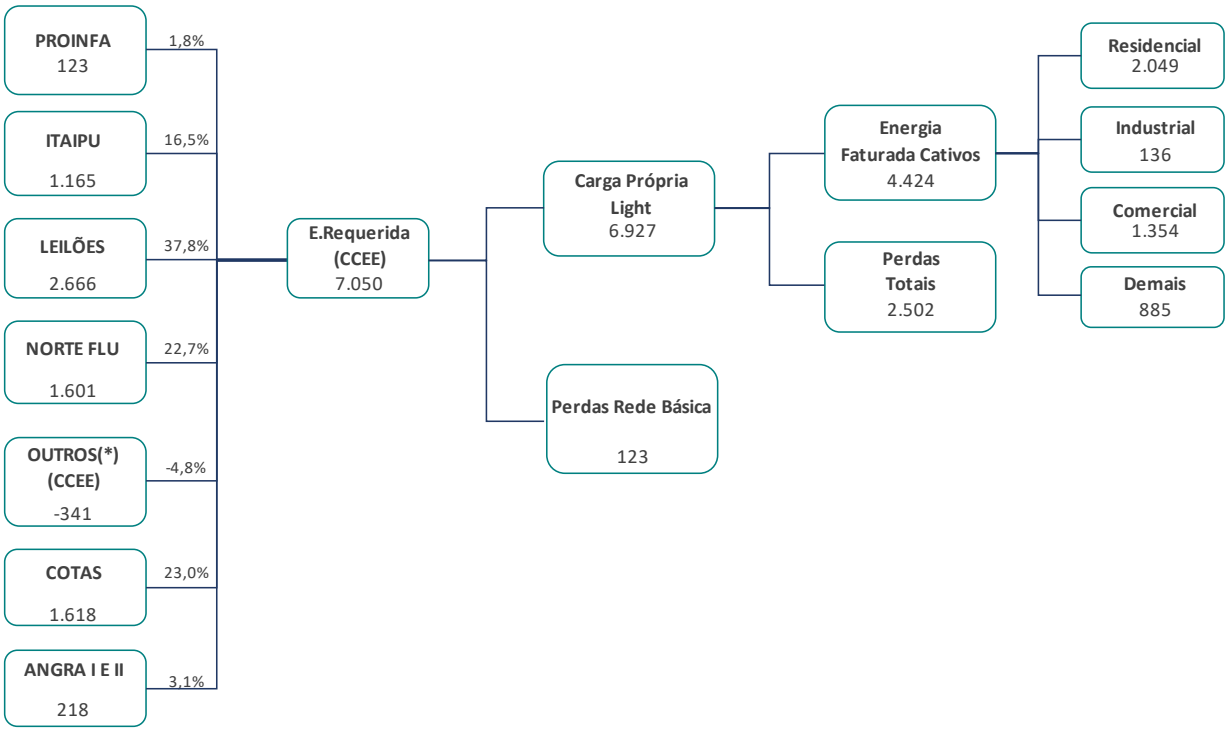
O mercado industrial registrou uma queda de 2,4% no 4T19 em relação ao 4T18. O resultado foi impactado, sobretudo, pela retração do consumo das siderúrgicas, do setor químico e de bebidas. Cabe notar que a contribuição da classe industrial à margem é inferior comparativamente a das classes residencial e comercial.

A classe Outros teve um incremento de 0,7% no 4T19 devido, principalmente, ao aumento do consumo ligado à tração (metrô, trem e VLT) e da classe do Poder Público.

O mercado livre finalizou o trimestre representando 27,4% do mercado total da distribuidora. A migração de clientes cativos para o mercado livre é neutra para a margem da Companhia, uma vez que a energia continua sendo transportada pela concessionária, que é remunerada pela TUSD. Em 2019, tivemos um aumento de 219 clientes livres, encerrando o ano com um total de 971 clientes.

5.1.2. Balanço Energético

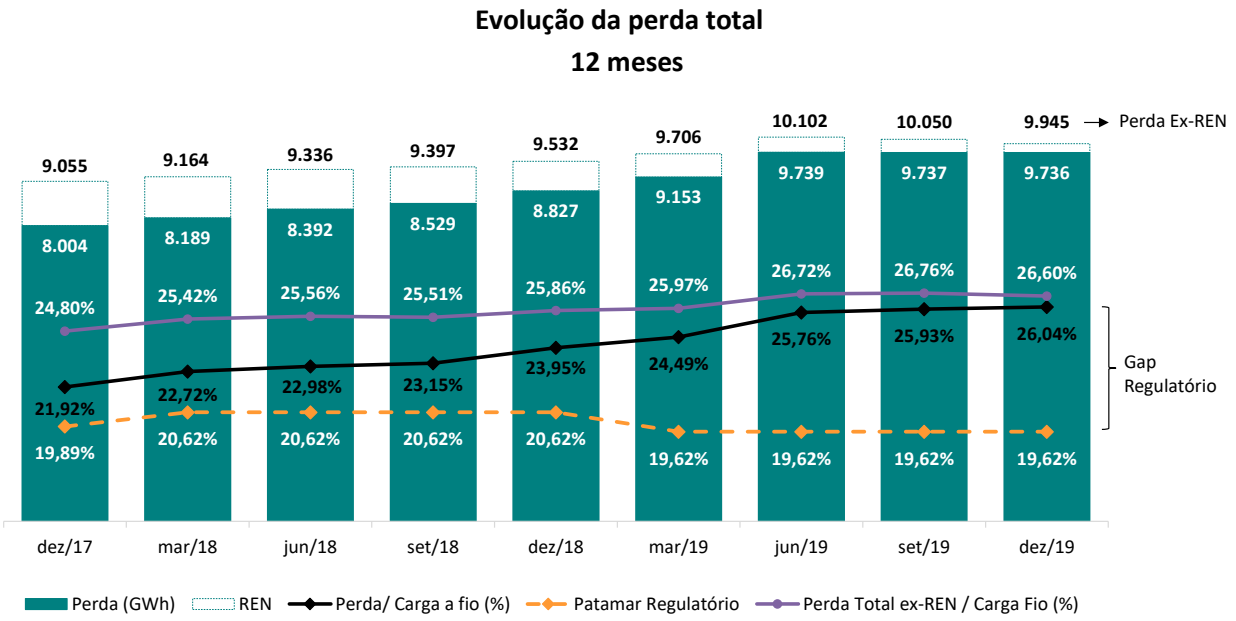
Balanço energético de distribuição (GWh)
4º trimestre 2019



(*) Outros inclui Compra no Spot - Venda no Spot.

Balanço Energético (GWh)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
= Carga Fio	9.335	9.490	-1,6%	37.394	36.861	1,4%
- Energia medida transportada para concessionárias	537	633	-15,2%	2.415	2.666	-9,4%
- Energia medida transportada para clientes livres	1.871	1.758	6,5%	7.257	6.913	5,0%
= Carga Própria	6.927	7.099	-2,4%	27.722	27.282	1,6%
- Energia Faturada (Cativo)	4.424	4.595	-3,7%	17.986	18.455	-2,5%
Mercado Baixa Tensão	3.370	3.415	-1,3%	13.621	13.751	-0,9%
Mercado Média e Alta Tensão	1.054	1.181	-10,7%	4.365	4.704	-7,2%
= Perda Total	2.502	2.504	0,0%	9.736	8.827	10,3%

5.1.3. Perda de Energia



Com intuito de melhorar os resultados de perda comercial, atendimento aos clientes e arrecadação, várias iniciativas foram implementadas a partir de agosto/19. Identificou-se a necessidade de realizar um trabalho regionalizado em virtude das especificidades de cada área. Por isso, foram criadas gerências regionais, com planos de ação de acordo com o grau de complexidade e características de cada uma delas. Para um melhor controle dos serviços de campo, em cada regional foi criado um Centro de Gestão de Serviços, que realiza o acompanhamento *real time* das equipes de inspeções de campo, garantindo maior agilidade e assertividade na tomada de decisão.

Outra iniciativa que visa ao aperfeiçoamento na gestão de processos/recursos e ganhos de produtividade é a primarização de mão de obra. A primarização pretende garantir a execução das atividades de combate à perda, priorizando a qualidade da REN, com objetivo de evitar geração de contingências e cancelamentos futuros, bem como assegurar uma boa taxa de arrecadação e aumento na incorporação de energia. Em dezembro/19, foram primarizados 100 funcionários e em janeiro/20 mais 200 foram admitidos, de um total de aproximadamente 1.000, focados no combate ao furto de energia no mercado de baixa tensão.

Além das atividades de campo convencionais, contamos com outras ações de combate à perda. Alguns exemplos que estão em curso são:

(i) formalização e incorporação de energia de clientes que estavam cortados;

(ii) regularização de condomínios clandestinos; e

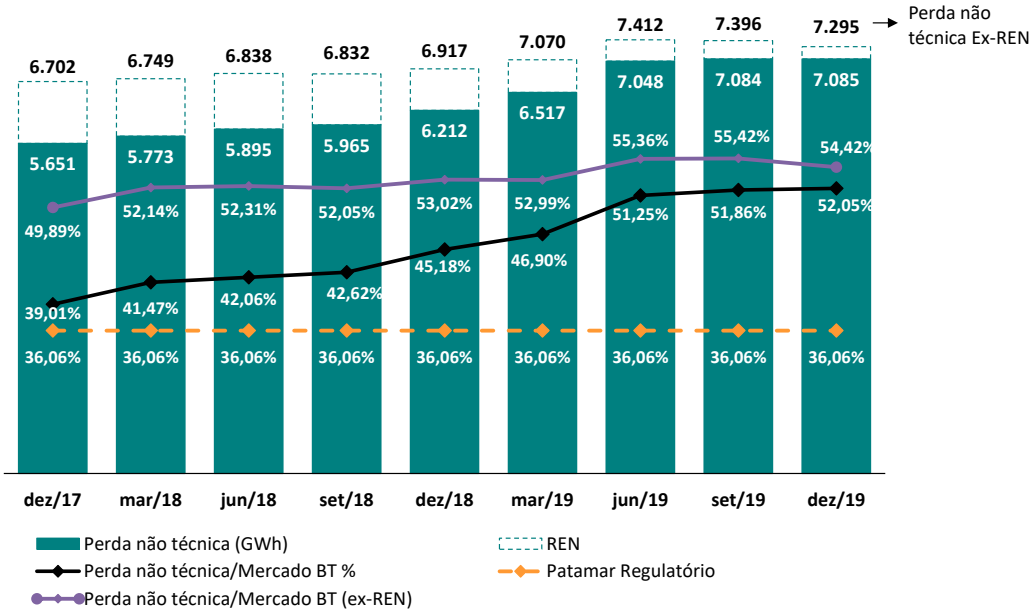
(iii) blindagem de rede de clientes de poder aquisitivo médio com elevada reincidência de furto de energia em áreas possíveis.

Com isto, podemos observar uma estabilização na perda total no 4T19 (média móvel 12 meses), que foi de 9.736 GWh, *vs*. 9.737 GWh no 3T19. O indicador de perda total sobre a carga fio encerrou o ano em 26,04%, praticamente em linha com o resultado do 3T19, de 25,93%. A perda total ex-REN (12 meses) reduziu no 4T19,

encerrando em 26,60%, ou 0,16 p.p. abaixo do indicador do 3T19 (26,76%). O volume de perdas totais ex-REN (12 meses) reduziu 105 GWh no 4T19, mais do que o dobro do registrado no 3T19 (52 GWh).

Quando se observa o indicador perda não-técnica ex-REN/faturamento BT a tendência de queda fica clara. A perda subiu 2,3 p.p. no 1S19 atingindo 55,36%. Já no 2S19 houve uma queda de 0,9 p.p. com relação ao semestre anterior, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

Evolução de perda não técnica[6]/mercado BT
12 meses



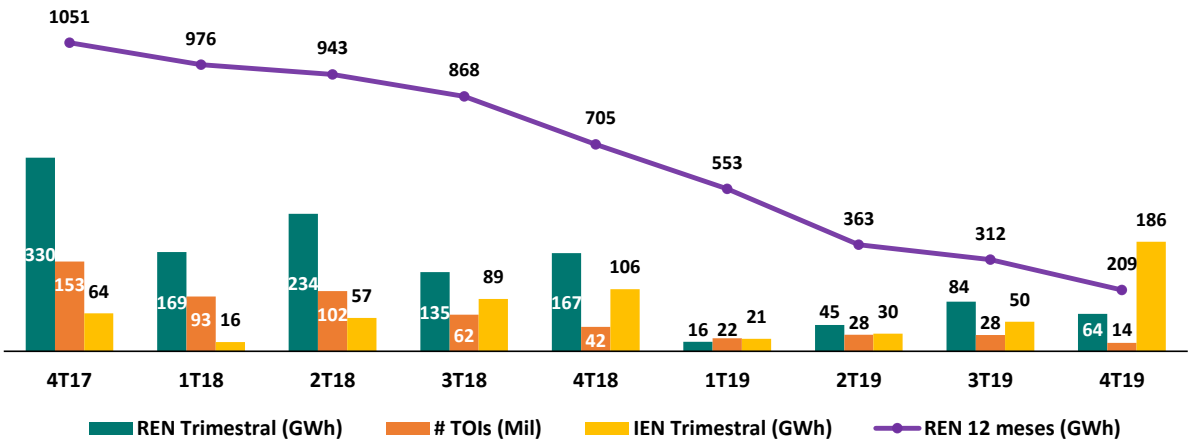
Atualmente, a Companhia está 6,42 p.p. acima do percentual de repasse regulatório na tarifa, de 19,62%[7], conforme parâmetros definidos pela Aneel na Revisão Tarifária (RTP) de março/17, ajustados pelo mercado de referência para os próximos 12 meses homologado pela Aneel na ocasião do reajuste tarifário (IRT) de março/19.

A IEN do 4T19 foi de 186 GWh, 136 GWh acima do registrado no 3T19. Este aumento está em linha com o principal pilar do atual plano de combate à perda, que é o foco na incorporação de energia. O volume de REN, por sua vez, apresentou uma redução de 24,7% no trimestre em relação ao trimestre anterior, atingindo 64 GWh.

[6] Neste trimestre, foram feitas revisões nos da perda técnica de 2019 decorrente da alteração da premissa de cálculo relacionada à distribuição de energia nos circuitos da concessionária.

[7] Calculado com base nos patamares de repasse de perdas fixados pela ANEEL na 4ª Revisão Tarifária Periódica (4ª RTP), homologada em 15 de março de 2017 para o período 2017-2022, quais sejam: 6,34% de perdas técnicas sobre a carga fio e 36,06% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. Esse percentual pode variar ao longo do ciclo em função do desempenho do mercado de baixa tensão e da carga fio.

Evolução da IEN trimestral, REN trimestral, dos últimos 12 Meses (GWh) e da quantidade de TOIs (mil)

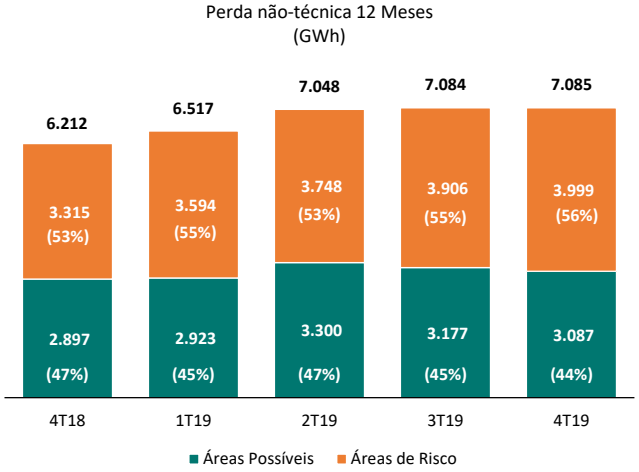


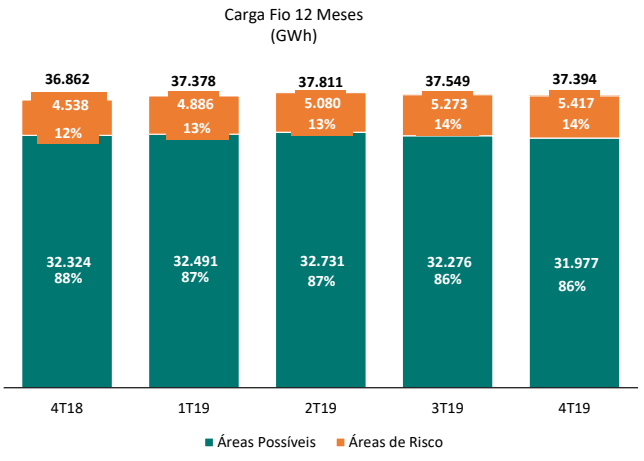
Em GWh	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
REN Bruta	214	285	172	210	51	78	114	104
(-) Cancelamentos*	45	51	37	43	35	33	30	40
(=) REN Líquida	169	234	135	167	16	45	84	64

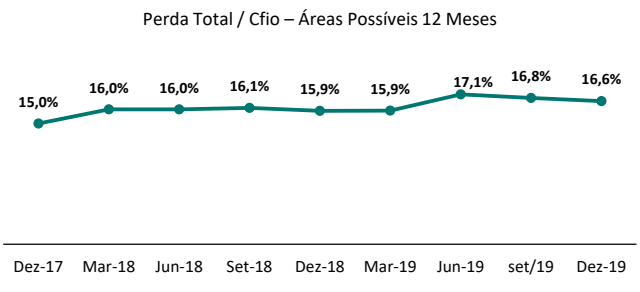
*Referem-se a cancelamentos de faturamento por decisão judicial.

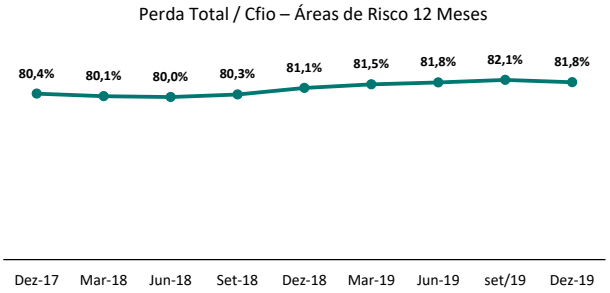
Ao final do 4T19, a perda não-técnica (12 meses) das áreas de risco representou 56% do total de perda não-técnica, ou 3.999 GWh. A medição nessas áreas será aprimorada com a conclusão da instalação de medidores de fronteira, prevista para ser concluída no 1T20. Nas áreas possíveis, a perda não-técnica encerrou o trimestre em 3.087 GWh (44%), uma queda de 91 GWh em relação ao 3T19. O indicador de perda total/carga fio (12 meses) nessas áreas apresentou suave redução, passando de 16,8% (3T19) para 16,6% no 4T19. Esta diminuição é fruto das iniciativas implementadas a partir de agosto/19.

Vale destacar que a Light mantém parceria com a Polícia Civil, por meio da Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados (DDSD), que frequentemente fornece apoio às inspeções de fraude, notadamente de grandes clientes, efetuando registros de ocorrência e prisões, que têm sido amplamente divulgados na mídia. Em 2019, foram abertos 159 registros de ocorrência e realizadas 47 prisões.

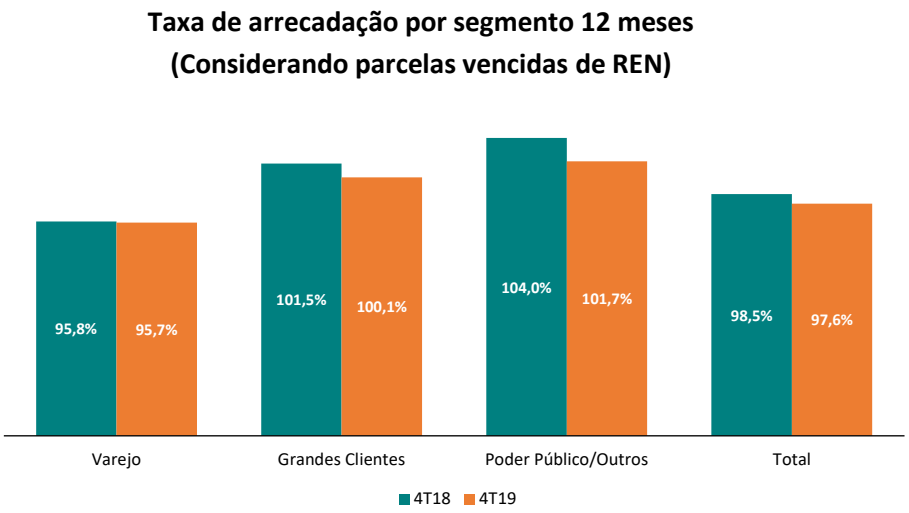






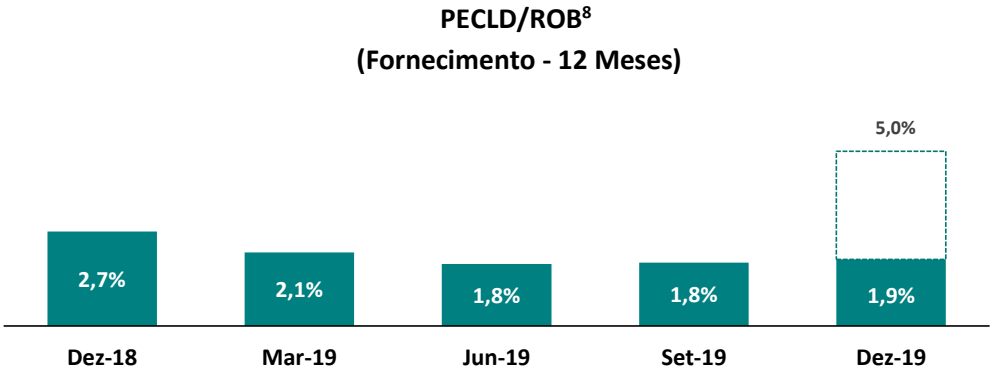


5.1.4. Arrecadação



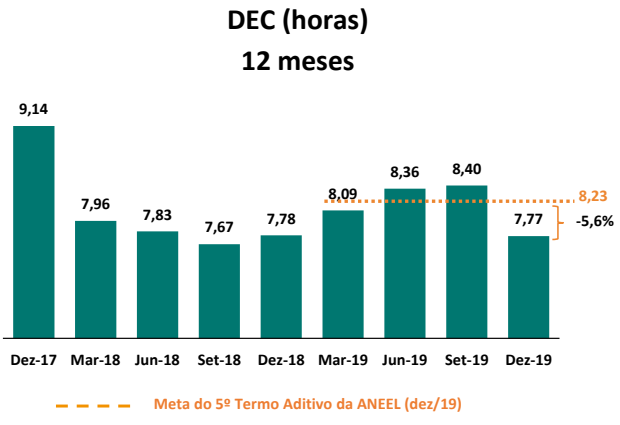
A arrecadação total média móvel 12 meses, com término em dezembro/19, atingiu 97,6%, 0,9 p.p. abaixo da apresentada no 4T18 (98,5%), a qual foi impactada positivamente pelo acordo com o Governo do Estado do Rio de Janeiro realizado em novembro e dezembro/18, no valor de R$110 milhões, por meio de compensação com valores a pagar de ICMS. Os demais setores seguem apresentando boa performance.

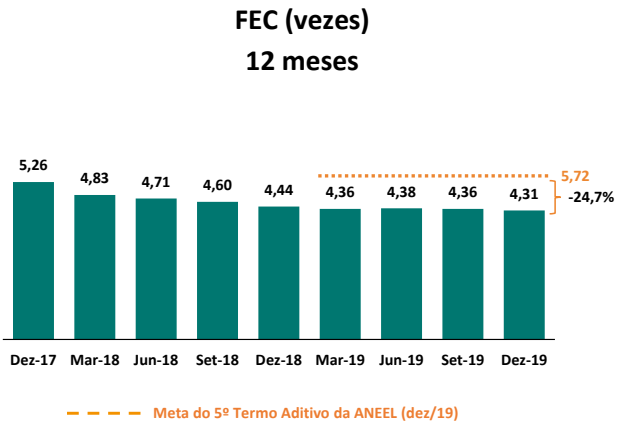
O indicador PECLD sobre Receita Operacional Bruta 12 meses ajustado encerrado em dezembro/19 foi de 1,9%, 0,1 p.p. abaixo do índice do 3T19 e 0,8 p.p. abaixo do 4T18. Considerando o efeito não-recorrente ocorrido devido à PECLD extraordinária, o indicador chega a 5,0%.



[8] Receita Bruta do Mercado Cativo + Mercado Livre.

5.1.5. Qualidade Operacional





O DEC (12 meses) em dezembro/19 foi de 7,77 horas, uma diminuição de 7,5% se comparado a setembro/19, devido ao direcionamento mais assertivo das ações de manutenção e às condições climáticas menos severas. Com relação ao limite estabelecido pela ANEEL no contrato de concessão (8,23 horas), o indicador encerrou o ano 5,6% abaixo da meta.

O FEC (12 meses) em dezembro/19 foi de 4,31x, redução de 1,1% em relação ao resultado do trimestre anterior e 24,7% abaixo do limite estabelecido pela ANEEL no contrato de concessão, de 5,72x.

5.2. Desempenho Financeiro da Light SESA

Informações Financeiras Selecionadas (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receita Operacional Líquida	**2.687**	**2.262**	**18,8%**	**11.186**	**9.673**	**15,6%**
Despesa Operacional	(3.044)	(2.122)	43,5%	(10.170)	(9.014)	12,8%
EBITDA Ajustado	**(219)**	**292**	**-**	**1.578**	**1.187**	**32,9%**
EBITDA Recorrente	**324**	**292**	**10,8%**	**1.035**	**1.187**	**-12,8%**
Resultado Financeiro	(249)	(68)	266,8%	744	(544)	-
Resultado antes do IR e CS	(606)	73	-	1.761	116	1413,6%
IR/CSLL	201	(22)	-	(606)	(39)	1462,8%
Resultado Líquido	**(405)**	**51**	**-**	**1.154**	**77**	**1399,3%**
Resultado Líquido Recorrente	**(46)**	**51**	**-**	**(125)**	**77**	**-**
Margem EBITDA	-8,2%	12,9%	-21,08 p.p.	14,1%	12,3%	1,84 p.p.

Obs: Não considera Receita/Custo de Construção

Os valores recorrentes do 4T19 desconsideram a PECLD extraordinária e a provisão do PDV. No acumulado do ano, soma-se o montante referente à decisão favorável em processo judicial da exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS ocorrida no 3T19, que impactou a receita operacional e o resultado financeiro.

5.2.1. Receita Líquida da Light SESA[9]

Receita Líquida (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Clientes Cativos e Livres	2.657	2.220	19,7%	9.798	8.871	10,4%
Energia Não Faturada	130	32	310,4%	85	(11)	-
Curto Prazo (Spot)	-	9	-	-	9	-
Conta CCRBT	4	(5)	-	93	(53)	-
CVA	(163)	(28)	472,8%	(69)	627	-
Diversos	58	35	64,5%	1.278	230	455,4%
Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão - VNR	43	13	229,4%	153	147	4,3%
Outras Receitas	15	22	-31,1%	1.125	83	1251,8%
Subtotal	**2.687**	**2.262**	18,8%	**11.186**	**9.673**	15,6%
Receita de Construção*	198	194	1,8%	726	661	9,9%
Total	**2.884**	**2.456**	**17,4%**	**11.912**	**10.334**	**15,3%**

* A controlada Light SESA contabiliza receitas e custos, com margem zero, relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

A receita líquida no 4T19, desconsiderando a receita de construção, apresentou um incremento de 18,8% (R$425 milhões) em relação ao 4T18, com os seguintes destaques:

- Aumento de R$437 milhões na rubrica de clientes cativos e livres, em virtude do efeito do aumento tarifário ocorrido em março/19.

- CVA mais negativa em R$135 milhões no 4T19, quando comparada com o 4T18, em razão da maior amortização de CVA (- R$99 milhões) e da menor formação da CVA (- R$35 milhões) associada aos itens da Compra de Energia (+ R$134 milhões) e da CDE (- R$176 milhões).

- Incremento de R$30 milhões no valor justo do ativo indenizável da concessão (VNR), explicado pela maior variação do IPCA no 4T19 em relação ao 4T18.

Na comparação anual, o aumento observado da receita líquida é de R$1.513 milhões explicado, principalmente, pela decisão favorável referente ao processo judicial que reconheceu o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS. No 3T19, a Companhia contabilizou uma receita de R$1.086 milhões referente aos valores dos créditos a serem restituídos de janeiro/02 a agosto/09. Expurgando o efeito não-recorrente, a receita encerrou em R$10.100 milhões, R$427 milhões acima do registrado no 4T18.

[9] Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o quarto termo aditivo ao contrato de concessão para distribuição pela Companhia, que assegurou o direito e o dever de que os saldos remanescentes de eventual insuficiência ou ressarcimento pela tarifa ao término de concessão serão acrescentados ou abatidos do valor da indenização, o que permitiu o reconhecimento dos saldos de tais ativos e passivos regulatórios.

5.2.2. Custos e Despesas da Light SESA

Custos e Despesas (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Custos e Despesas Não Gerenciáveis	**(1.938)**	**(1.605)**	**20,8%**	**(7.486)**	**(6.924)**	**8,1%**
Custos de Compra de Energia	(2.066)	(1.736)	19,0%	(8.061)	(6.790)	18,7%
Custos com Encargos e Transmissão	(236)	(220)	7,2%	(900)	(951)	-5,4%
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	184	172	7,2%	720	638	12,9%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	179	179	0,3%	755	179	322,2%
Custos e Despesas Gerenciáveis	**(1.106)**	**(517)**	**114,0%**	**(2.684)**	**(2.090)**	**28,5%**
PMSO	(215)	(232)	-7,3%	(861)	(890)	-3,3%
Pessoal	(93)	(91)	1,8%	(389)	(365)	6,5%
Material	(5)	(5)	-5,7%	(22)	(21)	5,5%
Serviço de Terceiros	(125)	(140)	-10,5%	(517)	(534)	-3,2%
Outros	9	5	68,0%	67	30	121,6%
Provisões - Contingências	(122)	(64)	88,6%	(394)	(237)	66,0%
Provisões - PDV	(18)	-	-	(18)	-	-
PECLD	(88)	(68)	28,0%	(324)	(435)	-25,4%
PECLD Extraordinária	(525)	-	-	(525)	-	-
Depreciação e Amortização	(133)	(125)	6,5%	(530)	(487)	8,9%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(5)	(27)	-80,2%	(32)	(41)	-21,5%
Custos Totais Sem Custo de Construção	**(3.044)**	**(2.122)**	**43,5%**	**(10.170)**	**(9.014)**	**12,8%**
Custo de Construção	(198)	(194)	1,8%	(726)	(661)	9,9%
Custos Totais	**(3.242)**	**(2.316)**	**40,0%**	**(10.896)**	**(9.675)**	**12,6%**

5.2.2.1. Custos e Despesas Gerenciáveis da Light SESA

Neste trimestre, os custos/despesas gerenciáveis totalizaram R$1.106 milhões, um aumento de 114% (R$589 milhões) em relação ao 4T18, explicada pela PECLD extraordinária e PDV não-recorrentes ocorridas no período, no valor de R$543 milhões, conforme explicado a seguir.

O PMSO registrou uma queda de 7,3% em comparação ao 4T18. A principal redução, de 10,5%, foi na rubrica de Serviços de Terceiros. Foram registrados menores gastos com poda de árvore, leitura/entrega de contas e serviços de combate à perda, todos decorrentes das desmobilizações de equipes terceiras para a entrada das próprias. A primarização propicia o aumento de produtividade e de qualidade dos serviços prestados, além de melhor controle de custos com a gestão das equipes próprias.

A PECLD extraordinária ocorrida neste trimestre, no valor de R$525 milhões, deve-se à ampla reavaliação do contas a receber, tendo em vista a expectativa do recebimento futuro dos saldos em aberto, já alinhada ao novo plano de combate à perda após o diagnóstico iniciado pela nova gestão da companhia e concluído no 4T19.

Outro destaque não-recorrente do período foi a provisão referente ao PDV, no valor de R$18,1 milhões, lançado em outubro/19. Os valores serão realizados ao longo de 2020 na rubrica de Pessoal e a provisão revertida, fazendo com que o efeito contábil do programa seja nulo em 2020.

No que tange à PECLD recorrente, no 4T19, houve um reconhecimento de R$88 milhões, R$20 milhões acima do registrado no 4T18.

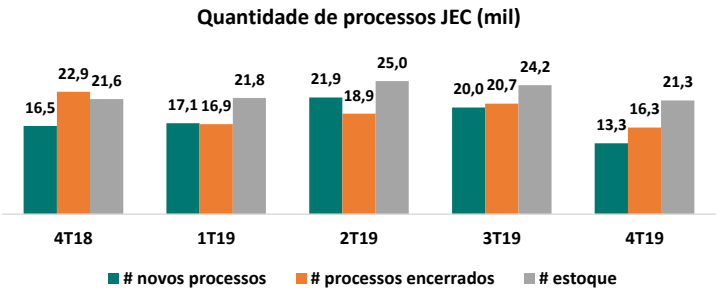
As provisões/contingências, desconsiderando o PDV, aumentaram R$58 milhões na comparação trimestral (4T19 vs. 4T18), devido ao incremento de processos judiciais na área Cível (+R$32 milhões) e a provisão de multa regulatória, no valor de R$37 milhões. Esta provisão regulatória está relacionada a processo administrativo

referente à fiscalização comercial ocorrida em 2017. A despeito deste provisionamento, a Light segue atuando junto à ANEEL com objetivo de reduzir o valor da multa, dado que o processo ainda não foi julgado.

Provisões (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
JEC	(44)	(43)	2,9%	(191)	(159)	20,1%
Cível	(53)	(21)	149,2%	(143)	(48)	198,1%
Outras	(25)	(0)	8628,3%	(60)	(30)	99,8%
Total	**(122)**	**(64)**	**89,1%**	**(394)**	**(237)**	**66,1%**

As provisões JEC no 4T19 foram de R$44 milhões, em linha com o valor reportado no 4T18. Entretanto, verifica-se no trimestre uma redução de 19,4% na entrada de novas demandas no Juizado Especial Cível, o que já reflete a melhoria dos processos internos da Companhia na área comercial. Observou-se, ainda uma retração no número de reclamações no *call center* e nas agências no 4T19 em comparação com 4T18 de 19,0%, na Ouvidoria de 5,4% e na Aneel de 21,3%. Tais indicadores funcionam como um importante indicador precedente à judicialização e, dada a redução observada, nos traz segurança quanto às iniciativas e à execução das melhorias na área comercial.

Mesmo com a redução 28,8% no encerramento de processos, fechamos o ano com um estoque de processos JEC 1,4% menor do que em 2018. Trata-se de uma importante reversão na tendência de alta verificada no 1S19, quando o estoque de processos cresceu mais de 15% quando comparado ao fim de 2018. Vale ressaltar que o tempo médio de encerramento dos processos de JEC é de 4 meses.



5.2.2.2. Custos e Despesas Não Gerenciáveis da Light SESA

Custos e Despesas Não Gerenciáveis (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Encargos de uso da Rede Básica e ONS	**(216)**	**(206)**	**5,3%**	**(826)**	**(901)**	**-8,3%**
Encargos de conexão - Transmissão	**(20)**	**(14)**	**35,6%**	**(74)**	**(50)**	**46,8%**
Itaipu	**(294)**	**(277)**	**5,9%**	**(1.164)**	**(1.094)**	**6,4%**
Transporte de Energia - Itaipu	**(30)**	**(28)**	**4,5%**	**(118)**	**(111)**	**5,8%**
UTE Norte Fluminense	**(619)**	**(578)**	**7,2%**	**(2.438)**	**(1.662)**	**46,7%**
PROINFA	**(40)**	**(37)**	**8,9%**	**(171)**	**(158)**	**8,1%**
Cotas de Garantia Física	**(177)**	**(160)**	**10,5%**	**(656)**	**(604)**	**8,7%**
Cota de Nucleares	**(55)**	**(54)**	**1,9%**	**(219)**	**(215)**	**1,9%**
Leilões de Energia	**(541)**	**(543)**	**-0,3%**	**(2.054)**	**(2.188)**	**-6,1%**
Contratos por Quantidade	(308)	(333)	-7,4%	(1.191)	(1.338)	-11,0%
Contratos por Disponibilidade	(233)	(210)	11,0%	(863)	(850)	1,5%
Mercado de Curto Prazo CCEE	**(310)**	**(59)**	**425,1%**	**(1.240)**	**(757)**	**63,8%**
Vendas/Compras no Spot	105	61	72,4%	(75)	657	-
Riscos Hidrológicos	(292)	(124)	135,9%	(672)	(1.126)	-40,3%
Efeito de Contratos por Disponibilidade	(123)	(44)	177,7%	(394)	(337)	16,8%
ESS	(1)	(17)	-93,8%	(11)	(70)	-84,9%
Energia de Reserva	1	62	-98,9%	(53)	74	-
Outros	1	3	-76,9%	(36)	45	-
Crédito de PIS/COFINS sobre compra de Energia	184	172	7,2%	720	638	12,9%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	179	179	0,3%	755	179	322,2%
Total	**(1.938)**	**(1.605)**	**20,8%**	**(7.486)**	**(6.924)**	**8,1%**

Os custos e despesas não gerenciáveis no 4T19 foram de R$1.938 milhões, 20,8% acima do registrado no mesmo período do ano anterior. O principal motivo foi o aumento do PLD médio no Sudeste no 4T19 (R$272,8/MWh) se comparado com 4T18 (R$158,2/MWh), aumentando os pagamentos de risco hidrológico em R$168 milhões e de contratos por disponibilidade em R$79 milhões. A elevação nesses pagamentos foi atenuada pelo incremento da receita com a venda no mercado spot em R$44 milhões, fruto do mesmo efeito do PLD.

Destaque-se também um aumento nas despesas com a compra de energia da usina Norte Fluminense de R$41 milhões em relação ao 4T18 em virtude do efeito do reajuste da tarifa e um incremento de R$19 milhões nas despesas de Itaipu em razão do aumento do dólar.

Além disto, o volume de energia contratada encerrou o 4T19 praticamente em linha em relação ao 4T18, uma vez que as reduções observadas em Itaipu nas cotas de garantia física e nos contratos de compra de energia no ambiente regulado (CCEARs) que venceram em 2018 foram compensadas pela entrada de novos CCEARs.

5.2.3. Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela A – CVA

Ativo/Passivo Regulatório Líquido (R$ MM)	4T19	3T19	2T19	1T19	4T18
Ativos Regulatórios	1.077	1.380	1.486	1.728	2.028
Passivos Regulatórios	(415)	(560)	(754)	(1.002)	(1.318)
Ativo/Passivo Regulatório Líquido	**662**	**819**	**732**	**725**	**710**

O saldo da conta de compensação de variação de itens da Parcela A – CVA no final do 4T19 totalizou R$662 milhões e incorpora (i) o saldo remanescente da CVA e dos itens financeiros homologados pela Aneel e repassados à tarifa no reajuste tarifário de março/19, que serão faturados e amortizados nos meses subsequentes e (ii) a formação da CVA ainda não repassada à tarifa, majoritariamente constituída nas competências de janeiro a dezembro/19, que serão consideradas pela Aneel no processo tarifário de março/20.

5.2.4. Resultado Financeiro da Light SESA

Resultado Financeiro (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receitas Financeiras	**44**	**56**	**-20,1%**	**1.766**	**493**	**258,4%**
Juros sobre Aplicações Financeiras	8	13	-35,6%	39	33	17,1%
Juros sobre contas de energia e parcelamento de débitos	21	23	-11,4%	80	117	-31,5%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	5	5	16,7%	20	63	-68,4%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	(0)	-	-	1.460	-	-
Outras Receitas Financeiras	10	15	-31,2%	22	26	-16,7%
Despesas Financeiras	**(293)**	**(124)**	**137,4%**	**(1.022)**	**(1.038)**	**-1,5%**
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(120)	(134)	-10,1%	(448)	(470)	-4,7%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(96)	(47)	103,9%	(228)	(109)	108,7%
Variação Monetária	(20)	(36)	-44,2%	(94)	(80)	18,4%
Variação Cambial	80	120	-33,3%	(69)	(259)	-73,2%
Operações de Swap	(97)	(16)	524,9%	-	-	-
Variação Cambial Itaipu	4	8	-49,8%	1	(24)	-
Atualização de provisões para contingências	(5)	2	-	(17)	(6)	201,9%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3)	(3)	-13,1%	(13)	(12)	2,4%
Juros sobre Tributos	(2)	(0)	826,9%	(9)	(12)	-27,4%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	0	4	-93,1%	(3)	(0)	698,7%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(35)	(23)	51,1%	(141)	(62)	126,5%
Braslight	-	-	-	-	(2)	-
Total	**(249)**	**(68)**	**266,8%**	**744**	**(544)**	**-**

O resultado financeiro no 4T19 foi negativo em R$249 milhões, ante R$68 milhões negativos no 4T18 devido, principalmente, à perda com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira, decorrente do aumento nas taxas da curva futura dos juros ao longo do 4T19.

Além disto, na rubrica de encargos da dívida estrangeira observa-se um aumento de R$49 milhões na comparação trimestral em virtude, principalmente, do prêmio pago decorrente do resgate antecipado de 35% dos *bonds* (equivalente a 7,25% do valor recomprado).

No ano, observou-se uma melhora no resultado financeiro devido à atualização financeira do valor a ser restituído aos consumidores da Light em função da decisão favorável de exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS. Expurgando este item não-recorrente e extraordinário, o resultado financeiro de 2019 seria -R$649 milhões contra -R$544 milhões em 2018.

6. Light Energia – Geração

Destaques Operacionais	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18
Nº de Empregados	219	220	-0,5%
Capacidade Instalada (MW)	1.188	1.119	6,2%
Light Energia [1]	873	873	0,1%
Participações*	315	247	27,6%
Garantia Física (MWmédio)	859	796	7,8%
Light Energia[1]	723	645	12,0%
Participações*	136	151	-10,1%
Perdas internas e Bombeamento (MWmédio)	116	101	15,3%
Energia disponível Light Energia (MWmédio)	590	530	11,3%

[1] Inclui Lajes
*Participação proporcional nas coligadas: Belo Monte, Guanhães e PCH Paracambi.

A Garantia Física da Light Energia aumentou 78 MWmédios na comparação trimestral, devido à política de sazonalização adotada pela Companhia, que tem como objetivo mitigar o risco de exposição a flutuações de PLD.

6.1. Desempenho Operacional

6.1.1. Compra e Venda de Energia

Compra e Venda de Energia (MWm)*	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	564	558	1,0%	540	543	-0,4%
Venda no Spot (CCEE)	11	74	-84,5%	45	44	1,9%
Compra no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	135	178	-24,4%	128	134	-4,1%
Compra no Spot (CCEE)	11	2	331,1%	17	18	-7,4%

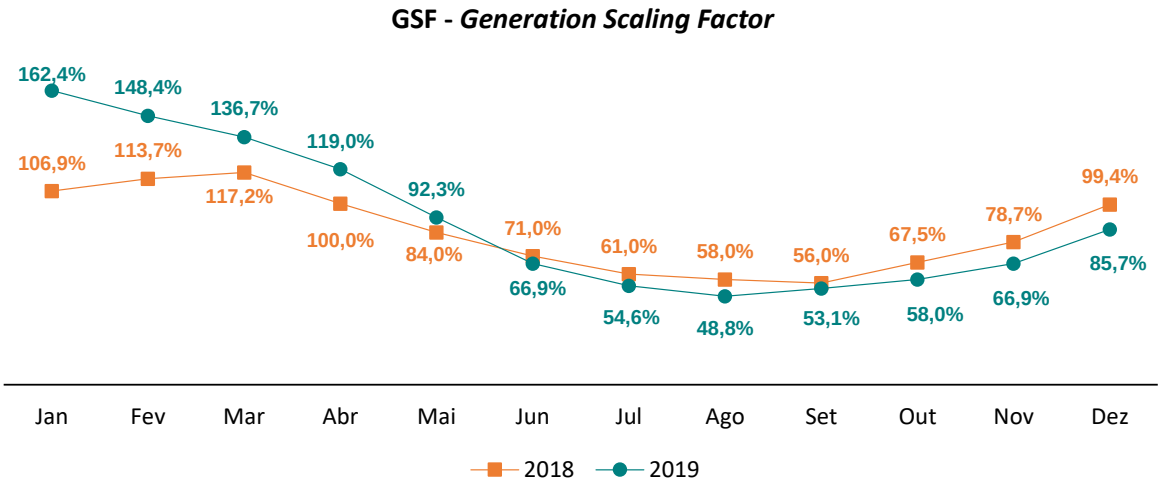
* Valores incluem as Usinas: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca e PCH Lajes

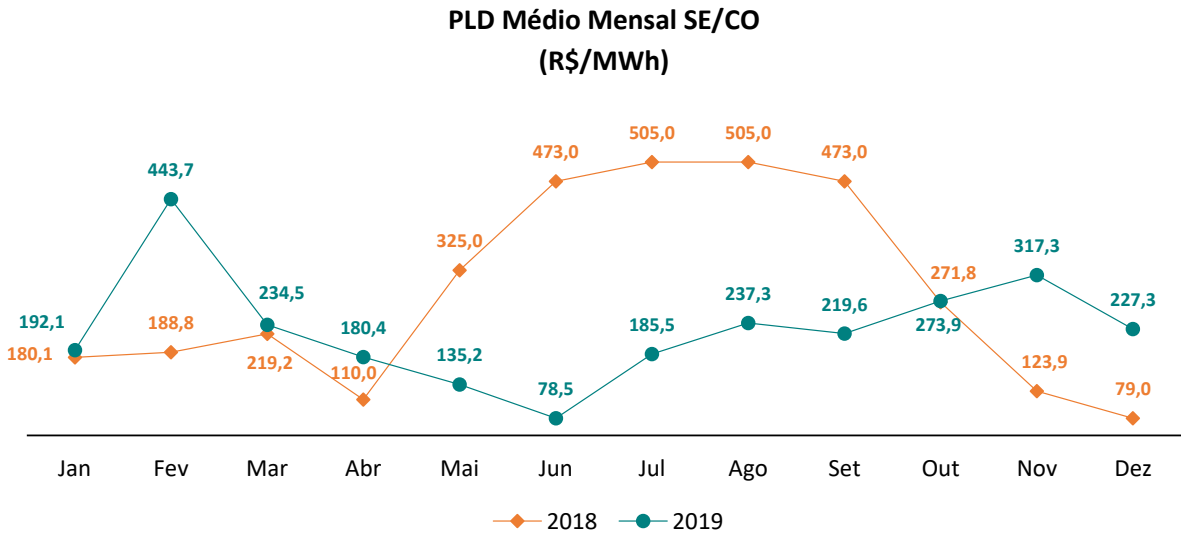
No 4T19, o volume de venda no ACL ficou praticamente em linha com o 4T18 enquanto a compra no ACL foi de 43MWmédios inferior em virtude da política de *hedge* da Geradora.

Com relação ao mercado spot, no trimestre, houve compra de energia devido aos baixos valores de GSF médio (70,2% no 4T19 vs. 81,9% no 4T18).

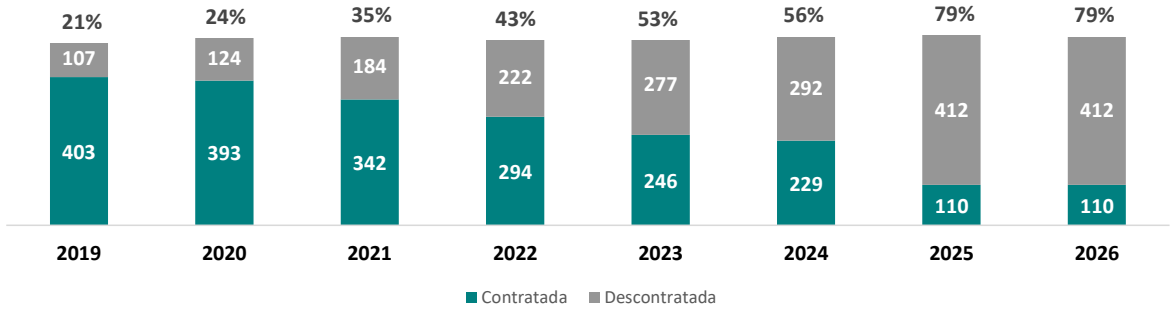
A Light Energia está amparada por uma decisão que a desobriga de realizar os pagamentos relativos a eventuais exposições nas liquidações mensais da CCEE. Com este mecanismo, evita o pagamento da energia no mercado spot, protegendo seu fluxo de caixa. No entanto, a totalidade do custo e da receita é regularmente provisionada no resultado. O saldo do passivo em aberto em dezembro/19, referente ao período de maio/15 a dezembro/19, era de aproximadamente R$1,2 bilhão na rubrica comercialização no mercado de curto prazo. Em contrapartida, a Geradora possui um saldo a receber de R$575 milhões, resultando em um passivo líquido, em dezembro/19, de R$657 milhões.

Há que se considerar a conclusão da tramitação do Projeto de Lei 10.985/18, que, em junho de 2019, foi aprovado pela Câmara dos Deputados com uma emenda sobre outro tema que não guarda relação com o da repactuação. Unicamente em razão de tal emenda, o Projeto de Lei retornou ao Senado. Em março de 2020, o Projeto de Lei 3.975/19 (nova denominação do PL 10.985/18) foi aprovado pela Comissão de Assuntos Econômicos, seguindo para o plenário do Senado, que não poderá apresentar novas alterações ao texto, mas apenas acatar ou rejeitar as modificações da Câmara. Posteriormente, o PL será enviado à Presidência da República para sanção. A Aneel regulamentará o tema após a publicação da Lei.





6.1.2. Nível de contratação de energia (Light Energia + Light Com)



6.2. Desempenho Financeiro da Light Energia

Informações Financeiras Selecionadas (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receita Operacional Líquida	**320**	**288**	**11,0%**	**1.098**	**1.118**	**-1,8%**
Despesa Operacional	(224)	(219)	2,4%	(613)	(787)	-22,2%
EBITDA Ajustado	**109**	**83**	**31,2%**	**542**	**383**	**41,5%**
EBITDA Recorrente	**112**	**83**	**34,7%**	**545**	**383**	**42,2%**
Resultado Financeiro	(67)	6	-	(75)	(123)	-39,0%
Resultado antes dos Impostos e Equivalência Patrimonial	29	74	-60,9%	410	210	95,1%
IR/CSLL	35	(22)	-	(88)	(60)	46,1%
Equivalência Patrimonial	0	(25)	-	5	(112)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	**63**	**28**	122,4%	**327**	**36**	**815,9%**
Lucro/Prejuízo Líquido Recorrente	**23**	**28**	-18,1%	**287**	**36**	**703,9%**
Margem EBITDA	34,1%	28,9%	5,24 p.p.	49,4%	34,3%	15,10 p.p.

6.2.1. Receita Líquida e Custos e Despesas da Light Energia

Receita Líquida (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Venda no Ambiente de Contratação Livre (ACL)	204	192	6,7%	815	756	7,7%
Spot (CCEE)	113	94	20,0%	273	353	-22,6%
Diversos	2	2	9,9%	10	9	6,8%
Total	**320**	**288**	**11,0%**	**1.098**	**1.118**	**-1,8%**

Custos e Despesas Operacionais (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Pessoal	(6)	(6)	-11,7%	(25)	(24)	3,8%
Material e Serviço de Terceiros	(6)	(3)	89,0%	(18)	(15)	17,9%
Energia Comprada / CUSD / CUST	(195)	(192)	1,8%	(506)	(687)	-26,2%
Depreciação	(14)	(13)	5,9%	(57)	(54)	4,6%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	0	(1)	-	(0)	2	-
Outras (inclui provisões)	(4)	(3)	9,9%	(7)	(10)	-27,8%
Total	**(224)**	**(219)**	**2,4%**	**(613)**	**(787)**	**-22,2%**

No trimestre, houve aumento de 11% (R$32 milhões) na receita líquida em comparação ao mesmo período do ano anterior devido, principalmente, ao incremento das vendas no mercado spot[10] (R$19 milhões), em função do maior PLD médio SE/CO (R$272,8/MWh no 4T19 *vs*. R$158,2/MWh no 4T18).

Os custos e despesas encerraram o 4T19 praticamente em linha em comparação ao 4T18. No ano, a redução foi de 22,2% destacada pelo menor gasto com compra de energia, justificado pela estratégia de comercialização da Companhia.

[10] Para fins de contabilização na CCEE, no fechamento mensal utiliza-se como referência o GSF=1. No mês subsequente, a CCEE informa o ajuste necessário no faturamento, de acordo com o GSF real apurado.

6.2.2. Resultado Financeiro da Light Energia

Resultado Financeiro (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receitas Financeiras	**7,5**	**22,1**	**-66,2%**	**97,9**	**135,8**	**-27,9%**
Juros sobre Aplicações Financeiras	7,3	8,5	-13,6%	36,1	26,8	34,3%
Operações de Swap	-	13,3	-	61,2	105,1	-41,8%
Encargos Repasse Financiamento (moeda nacional)	-	-	-	-	3,4	-
Outras Receitas Financeiras	0,1	0,3	-58,2%	0,6	0,5	30,7%
Despesas Financeiras	**(74,3)**	**(15,7)**	**373,1%**	**(173,2)**	**(261,6)**	**-33,8%**
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(0,9)	(5,9)	-84,4%	(15,5)	(54,4)	-71,6%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(46,2)	(12,4)	273,3%	(94,5)	(41,3)	128,8%
Variação Cambial	41,1	28,4	44,6%	(12,9)	(91,5)	-85,9%
Operações de Swap	(55,2)	-	-	-	-	-
Atualização de provisões para contingências	(0,1)	(0,0)	1228,6%	(0,1)	(0,1)	164,8%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(0,2)	(0,2)	-5,5%	(0,7)	(0,6)	11,8%
Juros sobre Tributos	(0,0)	-	-	0,0	(0,6)	-
Atualização do GSF	(11,5)	(17,2)	-33,5%	(39,5)	(62,4)	-36,7%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(1,4)	(8,4)	-83,8%	(10,0)	(10,5)	-4,6%
Total	**(66,8)**	**6,4**	**-**	**(75,3)**	**(123,0)**	**-38,8%**

No 4T19, o resultado financeiro foi negativo em R$67 milhões, frente a um resultado positivo de R$6 milhões no mesmo período do ano anterior. Esta piora pode ser explicada pela perda com a marcação a mercado das operações de *swap* das dívidas em moeda estrangeira decorrente do aumento nas taxas da curva futura dos juros no 4T19.

Além disto, na rubrica de encargos da dívida estrangeira observa-se um aumento de R$34 milhões na comparação trimestral em virtude do prêmio pago decorrente do resgate antecipado de 35% dos *bonds* (equivalente a 7,25% do valor recomprado).

6.2.3. Resultado Líquido da Light Energia

Lucro/Prejuízo Líquido (R$MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Resultado Light Energia (sem Participações)	**63**	**53**	**19,3%**	**322**	**148**	**117,9%**
Guanhães - Equivalência Patrimonial	-	26	-	5	23	-79,1%
Renova Energia - Equivalência Patrimonial	-	(50)	-	-	(135)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	**63**	**28**	**122,4%**	**327**	**36**	**816,8%**

A Light Energia, no 4T19, obteve um lucro líquido de R$63 milhões, R$35 milhões acima do registrado no 4T18. Vale ressaltar que, no período, a Light Energia não teve impacto de equivalência patrimonial.

7. Light Com - Comercialização

7.1. Desempenho Operacional

Destaques Operacionais	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Volume Comercializado - MWm	689	804	-14,3%	665	793	-16,2%
Preço Médio de Venda (Líquido de Impostos) - R$/MWh	190,6	205,9	-7,4%	192,8	193,8	-0,5%

O volume comercializado no 4T19 foi 14,3% abaixo ao do 4T18 em razão do término da vigência de alguns contratos de longo prazo para consumidores finais. Também houve redução das operações de curto prazo, devido à menor liquidez do mercado.

O preço médio de venda neste período reduziu 7,4% em relação ao praticado no 4T18, em função da diminuição do volume de operações de curto prazo.

7.2. Desempenho Financeiro

Informações Financeiras Selecionadas (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receita Operacional Líquida	**290**	**365**	**-20,6%**	**1.123**	**1.346**	**-16,6%**
Revenda	290	365	-20,6%	1.100	1.346	-18,2%
Outros	0	0	-20,8%	23	1	3059,4%
Despesas Operacionais	(256)	(308)	-16,8%	(1.248)	(1.219)	2,4%
Pessoal	(1)	(1)	9,5%	(4)	(4)	3,9%
Material e Serviço de Terceiro	(0)	(0)	60,6%	(0)	(0)	110,6%
Outros	(0)	(0)	21,3%	(1)	(1)	31,3%
Energia Comprada	(255)	(307)	-16,9%	(965)	(1.214)	-20,5%
Provisões - PECLD Renova	-	-	-	(278)	-	-
EBITDA Ajustado	**33**	**57**	**-41,2%**	**(126)**	**127**	**-**
Margem EBITDA	11,5%	15,6%	-4,05 p.p.	-11,2%	9,5%	-20,63 p.p.
EBITDA Recorrente	**33**	**57**	**-41,2%**	**130**	**127**	**2,2%**
Margem EBITDA Recorrente	11,5%	15,6%	-4,05 p.p.	11,8%	9,5%	2,37 p.p.
Resultado Financeiro	1	3	-64,8%	28	14	100,2%
Receita Financeira	1	3	-63,5%	30	16	90,3%
Despesa Financeira	(0)	(0)	-27,6%	(2)	(2)	0,6%
Resultado antes do IR e CS	35	60	-42,5%	(97)	141	-
Lucro/Prejuízo Líquido	**23**	**40**	**-42,8%**	**(64)**	**93**	**-**

A Comercializadora registrou um EBITDA de R$33 milhões no 4T19, R$24 milhões abaixo do 4T18, quando foi realizada uma receita extraordinária com um cliente relevante no valor de R$43,7 milhões.

No ano, o EBITDA encerrou em -R$126 milhões em virtude da provisão de perda dos valores referentes a adiantamentos de faturas de energia e indenização operacional em favor da Renova, cuja situação econômico-financeira se deteriorou ao longo do 3T19. Retirando este efeito, o EBITDA recorrente de 2019 seria de R$130 milhões, R$3 milhões acima de 2018, sem considerar a receita extraordinária reconhecida no 4T18.

8. Endividamento

8.1. Light S.A.

R$ MM	Custo	Circulante	%	Não Circulante	%	Total	%
Light SESA		**1.309**	**100,0%**	**6.504**	**100,0%**	**7.814**	**100,0%**
Moeda Nacional		**1.269**	**96,9%**	**5.123**	**78,8%**	**6.392**	**81,8%**
Debêntures 8ª Emissão	CDI + 1,18%	39	3,0%	235	3,6%	274	3,5%
Debêntures 9ª Emissão Série A	CDI + 1,15%	250	19,1%	250	3,8%	500	6,4%
Debêntures 9ª Emissão Série B	IPCA + 5,74%	213	16,3%	639	9,8%	853	10,9%
Debêntures 10ª Emissão	115% CDI	250	19,1%	-	0,0%	250	3,2%
Debêntures 12ª Emissão Série 3	IPCA + 9,09%	58	4,4%	-	0,0%	58	0,7%
Debêntures 13ª Emissão	IPCA + 7,44%	-	0,0%	496	7,6%	496	6,4%
Debêntures 15ª Emissão Série 1	IPCA + 6,83%	-	0,0%	560	8,6%	560	7,2%
Debêntures 15ª Emissão Série 2	CDI + 2,20%	-	0,0%	160	2,5%	160	2,0%
Debêntures 16ª Emissão Série 1	CDI + 0,90%	-	0,0%	133	2,0%	133	1,7%
Debêntures 16ª Emissão Série 2	CDI + 1,25%	-	0,0%	423	6,5%	423	5,4%
Debêntures 16ª Emissão Série 3	CDI + 1,35%	-	0,0%	63	1,0%	63	0,8%
Debêntures 17ª Emissão Série 1	CDI + 1,50%	-	0,0%	500	7,7%	500	6,4%
Debêntures 17ª Emissão Série 2	CDI + 1,75%	-	0,0%	50	0,8%	50	0,6%
Debêntures 17ª Emissão Série 4	IPCA + 5,25%	-	0,0%	150	2,3%	150	1,9%
Nota Promissória - 5ª NP Sesa	CDI + 1,25%	100	7,6%	200	3,1%	300	3,8%
CCB Bradesco	CDI + 3,50%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
CCB IBM 2017	CDI + 3,84%	4	0,3%	-	0,0%	4	0,1%
CCB IBM 2019	CDI	1		0	0,0%	1	0,0%
Leasing IBM	CDI	0	0,0%	-	0,0%	0	0,0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 3,52%	34	2,6%	8	0,1%	42	0,5%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 3,08%	22	1,7%	6	0,1%	28	0,4%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42	3,2%	225	3,5%	267	3,4%
BNDES (CAPEX) Pré-fixada **	6,00%	14	1,1%	51	0,8%	65	0,8%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	14	1,0%	5	0,1%	19	0,2%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	5	0,4%	2	0,0%	7	0,1%
BNDES Olimpíadas Pré-fixada **	3,50%	2	0,1%	5	0,1%	6	0,1%
FINEP - Inovação e Pesquisa	4,00%	23	1,8%	33	0,5%	56	0,7%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	173	13,2%	747	11,5%	919	11,8%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	85	6,5%	296	4,6%	381	4,9%
Outros	-	(60)	-4,6%	(114)	-1,7%	(174)	-2,2%
Moeda Estrangeira *		**40**	**3,1%**	**1.381**	**21,2%**	**1.421**	**18,2%**
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0,0%	23	0,4%	23	0,3%
Citibank	CDI + 1,50%	40	3,1%	322	5,0%	363	4,6%
Emissão de Bonds	142,79% CDI	-	0,0%	1.048	16,1%	1.048	13,4%
Outros	-	-	0,0%	(13)	-0,2%	(13)	-0,2%
Light Energia		**6**	**100,0%**	**875**	**100,0%**	**881**	**100,0%**
Moeda Nacional		**6**	**100,0%**	**35**	**3,9%**	**41**	**4,6%**
Debêntures 3ª Emissão	CDI + 1,18%	3	39,5%	15	1,7%	18	2,0%
Debêntures 6ª Emissão	CDI + 3,50%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	4	60,9%	20	2,2%	24	2,7%
Moeda Estrangeira *		**-**	**0,0%**	**840**	**96,1%**	**840**	**95,4%**
Citibank	CDI + 1,30%	-	0,0%	322	36,9%	322	36,6%
Emissão de Bonds	143,01% CDI	-	0,0%	524	59,9%	524	59,5%
Outros	-	-	0,0%	(6)	-0,7%	(6)	-0,7%
Light Conecta		**1**	**100,0%**	**0**	**100,0%**	**1**	**100,0%**
BNDES - Conecta (Moeda Nacional) **	TJLP + 0,53%	1	100,0%	0	100,0%	1	100,0%
Total		**1.316**		**7.379**		**8.695**	

* Foram considerados os custos em reais, conforme seus respectivos contratos de swap

**** F**oi considerado o custo médio das *tranches* de cada operação.

R$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Outros Light S.A.	Light S.A. 4T19	Light S.A. 3T19	Δ %
Moeda Nacional	6.392	41	1	**0**	6.434	5.868	9,6%
Moeda Estrangeira	1.421	840	**0**	**0**	2.261	3.203	-29,4%
(+) Empréstimos e Financiamentos	3.415	864	1	0	4.280	5.348	-20,0%
(+) Debêntures	4.399	17	0	0	4.416	3.723	18,6%
(+) Juros Devidos	64	7	0	0	71	195	-63,5%
(+) Operações de Swap	-230	-108	0	0	-338	-673	-49,7%
Dívida Bruta	**7.647**	**780**	**1**	**0**	**8.428**	**8.593**	**-1,9%**
(-) Disponibilidades	881	680	10	107	1.678	2.052	-18,2%
Dívida líquida	**6.766**	**100**	**-9**	**-107**	**6.750**	**6.541**	**3,2%**

A dívida líquida consolidada no final do 4T19 era de R$6.750 milhões, representando um aumento de 3,2% em relação ao fechamento do 3T19. No entanto, a dívida bruta do 4T19 reduziu em 1,9% em comparação ao trimestre anterior em virtude das diversas operações ocorridas no período, dentre as quais destacam-se:

I. Resgate antecipado de 35% dos *bonds* emitidos pela Light Sesa e Light Energia, no montante equivalente a USD210 milhões, sendo USD140 milhões para a Light SESA e USD70 milhões para a Light Energia. O saldo remanescente dos *bonds*, no valor de USD390 milhões, permanece com o vencimento original de maio/23, com opção de resgate a partir de maio/21.

II. Liquidação da 17ª emissão de debêntures da Light Sesa com colocação de esforços restritos, nos termos da Instrução CVM 476/09, no valor total de R$700 milhões, subscritas conforme abaixo:

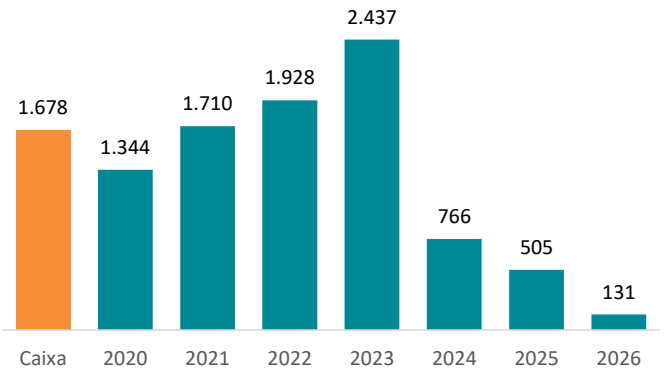
Série	Quantidade	Valor	Taxa	Prazo
1ª	500.400	R$500.400.000,00	CDI + 1,50% a.a.	3 anos
2ª	50.000	R$50.000.000,00	CDI + 1,75% a.a.	5 anos
3ª	149.600	R$149.600.000,00	IPCA + 5,25% a.a.	7 anos

III. Amortização antecipada da totalidade do saldo devedor do contrato de financiamento do Capex 2015/16 da Light Sesa com o BNDES, no montante de R$292,6 milhões. O vencimento original desse contrato ocorreria em março de 2023 e possuía subcréditos ao custo de SELIC + 4,08% a.a. e TJLP + 3,74% a.a.

IV. Liquidação da 5ª emissão de notas promissórias da Light Sesa, no valor total de R$300 milhões, subscritas conforme abaixo:

Série	Quantidade	Valor	Taxa	Prazo
1ª	100	R$100.000.000,00	CDI + 1,25% a.a.	1 ano
2ª	100	R$100.000.000,00	CDI + 1,25% a.a.	2 anos
3ª	100	R$100.000.000,00	CDI + 1,25% a.a.	3 anos

Amortização dos empréstimos, financiamentos e debêntures (R$MM)
Prazo médio: 2,7 anos

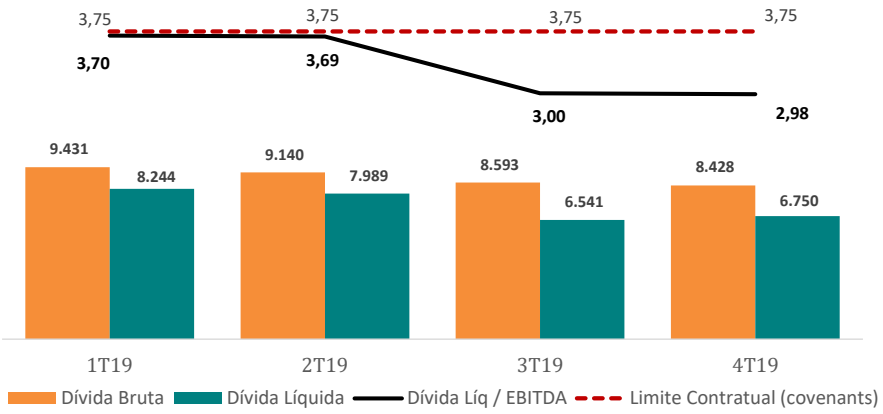


O indicador de *covenants* Dívida Líquida/EBITDA encerrou o 4T19 em 2,98x, em linha em relação ao valor apurado no 3T19 (3,00x). Destaque-se que para o cálculo do EBITDA para *covenants* foi desconsiderada a receita não-recorrente do 3T19 de R$1.086 milhões, conforme apresentado na tabela a seguir.

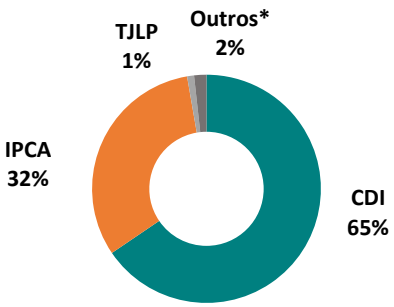
Vale lembrar que o limite máximo dos *covenants* estabelecido contratualmente para a maioria dos contratos é de 3,75x.

Com relação ao indicador EBITDA/Juros, a Companhia encerrou o 4T19 no patamar de 3,38x, acima do limite contratual mínimo para a maioria dos contratos, de 2,0x.

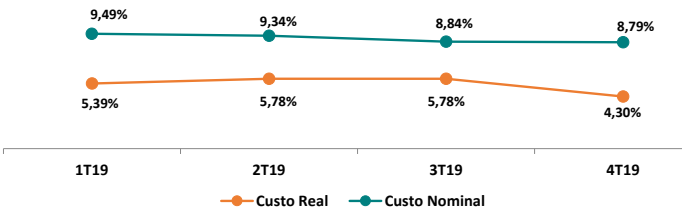
Dívida bruta e líquida consolidada (R$MM)



Indexadores da dívida[1]



Custo da dívida



[1]Considernado Hedge
*Equivalente ao somatório do custo fixo, libor e variação do dólar

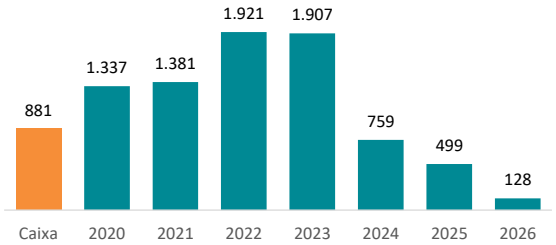
Cálculo dos Covenants - R$ MM		dez/19	set/19	jun/19	mar/19	dez/18
Empréstimos e Financiamentos	+	4.334	5.417	5.293	5.367	5.561
Custos de Operações Financeiras de Empréstimos e Financiamentos	-	(55)	(68)	(72)	-	-
Encargos Devidos de Empréstimos e Financiamentos	+	28	88	39	88	62
Debêntures	+	4.487	3.788	4.265	4.137	4.356
Custos de Operações Financeiras de Debêntures	-	(71)	(65)	(74)	-	-
Encargos Devidos de Debêntures	+	43	107	59	99	49
Operação de Swap	+	(338)	(673)	(369)	(260)	(328)
Dívida Bruta	**=**	**8.428**	**8.593**	**9.140**	**9.431**	**9.701**
Disponibilidades	-	1.678	2.052	1.151	1.187	1.684
Dívida Líquida (a)	**=**	**6.750**	**6.541**	**7.989**	**8.244**	**8.017**
EBITDA CVM (12 meses)		**1.875**	**2.358**	**1.524**	**1.645**	**1.507**
Equivalência Patrimonial (12 meses)	-	(38)	(31)	(128)	(59)	(85)
Provisões (12 meses)	-	(1.540)	(919)	(597)	(627)	(674)
Outras Receitas/Despesas Operacionais (12 meses)	-	(49)	(85)	(73)	(82)	(91)
Valor justo do ativo indenizável da concessão (12 meses)	+	(153)	(124)	(155)	(185)	(147)
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS (12 meses)	-	1.086	1.086	-	-	-
EBITDA para Covenants (12 meses) (b)	**=**	**2.262**	**2.183**	**2.167**	**2.229**	**2.211**
Juros (c)		**669**	**699**	**726**	**718**	**697**
Dívida Liquida/EBITDA para covenants (a/b)		**2,98**	**3,00**	**3,69**	**3,70**	**3,63**
Limite Superior Contratual Dívida Líquida/EBITDA		3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
EBITDA para covenants/Juros (b/c)		**3,38**	**3,12**	**2,99**	**3,10**	**3,17**
Limite Inferior Contratual EBITDA/Juros		2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

Ratings	Escala		Data de Publicação
	Nacional	Internacional	
Fitch	A+	BB-	16/07/2019
Standard & Poors	AA+	-	15/07/2019
Moody's	A2.br	Ba3	04/09/2019

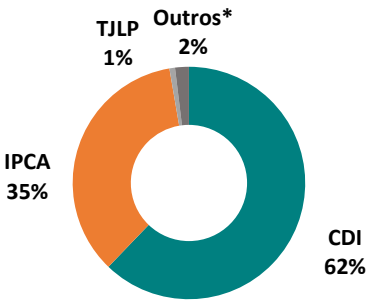
8.2. Abertura do Endividamento

Light SESA

Amortização[1] (R$MM)
prazo médio: 2,7 anos

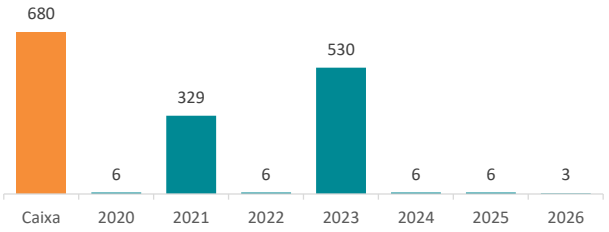


Indexadores de Dívida[2]

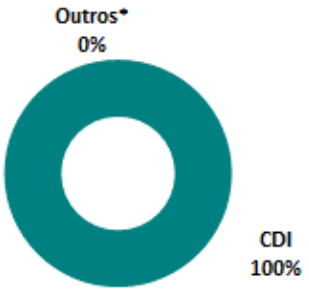


Light Energia

Amortização[1] (R$MM)
prazo médio: 2,7 anos



Indexadores da dívida[2]



[1] Principal de empréstimos e financiamentos e debêntures.
[2] Considerando Hedge
*Equivalente ao somatório do custo fixo, libor e variação do dólar

9. Investimento Consolidado

Investimento Consolidado (R$MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Distribuição	211	213	-1,0%	733	660	11,0%
Engenharia	135	147	-8,1%	504	436	15,6%
Comercial	76	66	14,9%	229	224	2,2%
Ativos Não Elétricos	36	37	-1,6%	82	83	-1,2%
Geração (Light Energia & Lajes)	35	28	25,2%	69	55	25,9%
Total	**282**	**278**	**1,6%**	**885**	**799**	**10,8%**
Aportes	**4**	**11**	**-60,2%**	**54**	**92**	**-40,9%**
Belo Monte	0	0	-95,2%	0	24	-99,8%
Itaocara	1	1	-38,9%	24	5	385,3%
Guanhães	-	9	-	21	62	-67,0%
Axxiom	3	-	-	9	-	-
Total do Investimento (incluindo aportes)	**287**	**289**	**-0,8%**	**939**	**890**	**5,5%**

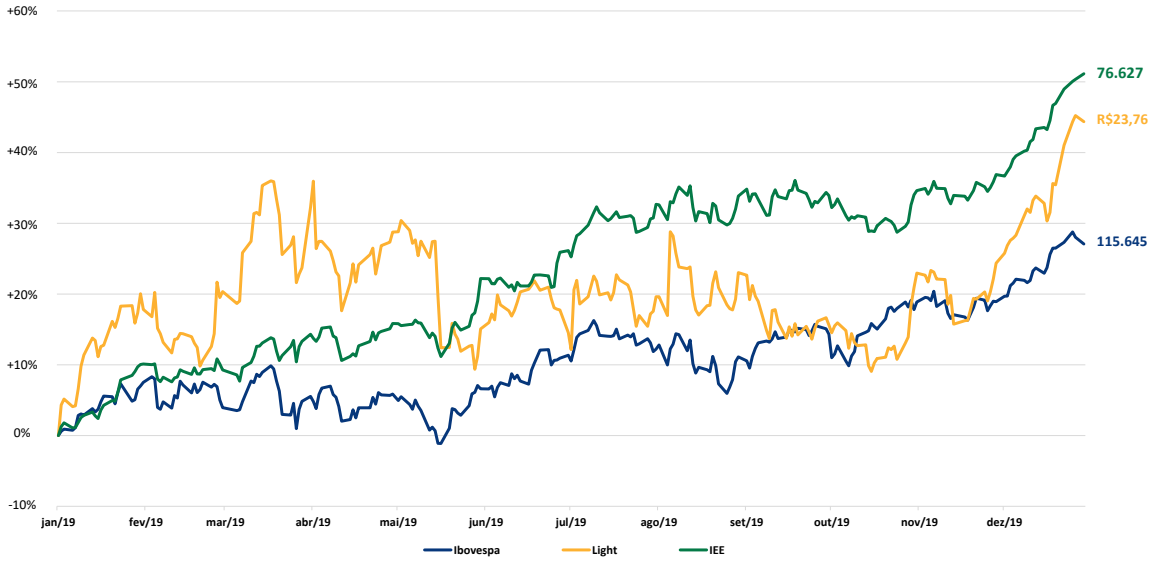
O investimento consolidado da Companhia, excluindo os aportes, registrou um aumento de 1,6% no 4T19 contra o 4T18. Destaque-se o aumento de R$10 milhões na rubrica Comercial em virtude da intensificação das inspeções e normalizações dos clientes de baixa tensão e aumento da quantidade de cortes e religações. Outro destaque do trimestre é o incremento de R$7 milhões no Capex da Light Energia, decorrente da modernização das elevatórias das usinas Santa Cecília e Vigário.

10. Mercado de Capitais

As ações da Light S.A. (LIGT3) estavam cotadas a R$23,76 ao final de dezembro/19. O valor de mercado da Companhia encerrou o trimestre em R$7,2 bilhões.

Performance da ação da Light vs. Ibovespa vs. IEE

Base 100 em 02/01/19



Informações do Mercado	4T19	4T18
Média do Volume Negociado - LIGT3 (R$MM)	47,0	26,2
Média da Cotação por ação - LIGT3 (R$ / ação)	20,06	15,8
ADTV 90 dias (R$MM)	44,1	22,8
Variação no preço - LIGT3	24,9%	32,3%
Variação no preço - IEE	12,9%	27,6%
Variação no preço - IBOV	11,1%	11,8%

ANEXO I – Projetos de Geração

Parque Gerador Atual					
Usinas Hidrelétricas Existentes	Capacidade Instalada (MW)[1]	Garantia Física (MWm)[1]	Início Operacional	Ano de Vencimento da Concessão / Autorização	% de Participação da Light
Fontes Nova	132	99	1940	2026	100%
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%
Elevatórias	-	-101	-	-	-
PCH Lajes	18	17	2018	2026	100%
PCH Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Belo Monte	280	114	2016	2045	2,49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	**1188**	**672**	**-**	**-**	**-**

[1]Participação proporcional da Light

ANEXO II- Conciliação EBITDA CVM

EBITDA CVM (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Lucro/Prejuízo Líquido (A)	**(366)**	**92**	**-**	**1.328**	**166**	**700,9%**
IR/CS (B)	42	(40)	-	(96)	(82)	18,0%
IR/CS DIFERIDO (C)	182	(25)	-	(565)	(64)	781,3%
EBT (A - (B + C))	**(591)**	**157**	**-**	**1.989**	**311**	**538,7%**
Depreciação e Amortização (D)	(147)	(138)	6,5%	(587)	(545)	7,8%
Despesa Financeira Líquida (E)	(314)	(58)	440,1%	702	(651)	-
EBITDA CVM ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	**(130)**	**354**	**-**	**1.875**	**1.507**	**24,4%**

ANEXO III – Demonstração de Resultado

Light SESA

Demonstração do Resultado (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receita Operacional Bruta	**4.560**	**4.495**	**1,4%**	**19.399**	**18.188**	**6,7%**
Fornecimento de Energia	3.906	3.791	3,0%	**15.178**	14.804	2,5%
CVA	(163)	(28)	472,8%	(69)	627	-
Receita de Construção	198	194	1,8%	726	661	9,9%
Outras Receitas - crédito PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	619	539	14,8%	2.477	2.097	18,1%
Deduções da Receita Operacional	(1.675)	(2.039)	-17,8%	(7.487)	(7.854)	-4,7%
Receita Operacional Líquida	**2.884**	**2.456**	**17,4%**	**11.912**	**10.334**	**15,3%**
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(2.136)	(1.799)	18,7%	(8.212)	(7.585)	8,3%
Custo/Despesa Operacional	(967)	(365)	165,3%	(2.122)	(1.562)	35,9%
Pessoal	(93)	(91)	1,8%	(389)	(365)	6,5%
Material	(5)	(5)	-5,7%	(22)	(21)	5,5%
Serviços de terceiros	(125)	(140)	-10,5%	(517)	(534)	-3,2%
Provisões	(752)	(133)	466,2%	(1.261)	(672)	87,7%
Outros	9	5	68,0%	67	30	121,6%
EBITDA Ajustado	**(219)**	**292**	**-**	**1.578**	**1.187**	**32,9%**
Depreciação e amortização	(133)	(125)	6,5%	(530)	(487)	8,9%
Outras receitas/despesas operacionais	(5)	(27)	-80,2%	(32)	(41)	-21,5%
Resultado do Serviço	(357)	141	-	1.016	659	54,1%
Resultado Financeiro	(249)	(68)	266,8%	744	(544)	-
Receita Financeira	44	56	-20,1%	1.766	493	258,4%
Despesa Financeira	(293)	(124)	137,4%	(1.022)	(1.038)	-1,5%
Resultado antes dos impostos	(606)	73	-	1.761	116	1413,6%
IR/CS	-	(2)	-	2	(2)	-
IR/CS Diferido	201	(20)	-	(608)	(37)	1540,1%
Lucro/Prejuízo Líquido	**(405)**	**51**	**-**	**1.154**	**77**	**1399,3%**

Light Energia

Demonstração do resultado (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receita Operacional Bruta	**357**	**323**	**10,5%**	**1.239**	**1.255**	**-1,3%**
Suprimento - Venda de energia própria	228	216	5,7%	921	852	8,1%
Suprimento - Energia de Curto Prazo	126	105	20,3%	307	393	-22,0%
Outras - TUSD	2	3	-6,6%	10	9	10,0%
Outras	0	(0)	-	2	2	-7,7%
Deduções da Receita Operacional	(37)	(35)	5,8%	(141)	(137)	2,9%
Receita Operacional Líquida	**320**	**288**	**11,0%**	**1.098**	**1.118**	**-1,8%**
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(195)	(192)	1,8%	(506)	(687)	-26,2%
Custo/Despesa Operacional	(15)	(13)	19,1%	(50)	(49)	1,9%
Pessoal	(6)	(6)	-11,7%	(25)	(24)	3,8%
Material	(0)	(0)	14,7%	(1)	(1)	30,0%
Serviços de terceiros	(6)	(3)	95,9%	(17)	(14)	17,3%
Provisões	(3)	(1)	102,4%	(1)	(2)	-61,6%
Outros	(1)	(2)	-42,3%	(6)	(8)	-18,8%
EBITDA Ajustado	**109**	**83**	**31,2%**	**542**	**383**	**41,5%**
Depreciação e amortização	(14)	(13)	5,9%	(57)	(54)	4,6%
Outras receitas/despesas operacionais	0	(1)	-	(0)	2	-
Resultado do Serviço	95	69	38,7%	485	331	46,5%
Equivalência Patrimonial	0	(25)	-	5	(112)	-
Resultado Financeiro	(67)	6	-	(75)	(123)	-39,0%
Receita Financeira	7	22	-66,2%	98	136	-27,9%
Despesa Financeira	(74)	(16)	373,1%	(173)	(262)	-33,8%
Resultado antes dos Impostos	29	51	-43,5%	415	96	333,2%
IR/CS	(7)	(19)	-62,7%	(98)	(31)	215,5%
IR/CS Diferido	42	(4)	-	10	(29)	-
Lucro/Prejuízo Líquido	**63**	**28**	**122,4%**	**327**	**36**	**815,9%**

ANEXO IV – Resultado Financeiro

Light S.A.

Resultado Financeiro (R$ MM)	4T19	4T18	Variação 4T19/4T18	2019	2018	Variação 2019/2018
Receitas Financeiras	**54**	**68**	**-20,5%**	**1.901**	**646**	**194,5%**
Juros sobre Aplicações Financeiras	17	23	-25,4%	80	63	26,8%
Operações de Swap	-	-	-	206	355	-42,1%
Acréscimo Moratório sobre débitos	21	23	-11,4%	80	117	-31,5%
Atualização de ativos e passivos financeiros do setor	5	5	16,7%	21	63	-67,0%
Atualização de ICMS Base Cálculo PIS/COFINS	(0)	-	-	1.461	-	-
Outras Receitas Financeiras	11	18	-35,5%	53	46	14,7%
Despesas Financeiras	**(368)**	**(126)**	**-190,8%**	**(1.200)**	**(1.297)**	**-7,5%**
Encargos da dívida (Moeda Nacional)	(121)	(134)	-9,9%	(464)	(517)	-10,3%
Encargos da dívida (Moeda Estrangeira)	(142)	(66)	117,1%	(322)	(157)	105,9%
Variação Monetária	(20)	(36)	-44,3%	(94)	(80)	18,1%
Variação Cambial	121	148	-18,4%	(82)	(351)	-76,5%
Variação Cambial Itaipu	4	8	-49,8%	1	(24)	-
Atualização de provisões para contingências	(5)	2	-	(18)	(6)	214,0%
Atualização pela Selic P&D/PEE/FNDCT	(3)	(3)	-12,7%	(13)	(13)	2,9%
Juros sobre Tributos	(2)	(0)	775,7%	(9)	(14)	-34,4%
Parcelamento- multas e juros Lei.11.941/09 (REFIS)	0	4	-93,1%	(3)	(0)	698,7%
Atualização do GSF	(0)	(17)	-99,3%	(23)	(62)	-63,0%
Outras Despesas Financeiras (inclui IOF)	(47)	(31)	54,4%	(171)	(69)	149,7%
Braslight	-	-	-	-	(2)	-
Total	**(314)**	**(58)**	**440,1%**	**702**	**(651)**	**-**

ANEXO V – Balanço Patrimonial

Light S.A. (R$ milhões)

ATIVO	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	**5.354**	**5.635**
Caixa e equivalentes de caixa	996	707
Títulos e valores mobiliários	682	977
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	2.537	2.855
Estoques	60	38
Tributos e contribuições a recuperar	81	75
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	135	30
Ativos financeiros do setor	550	564
Despesas pagas antecipadamente	23	30
Dividendos a receber	-	0
Serviços prestados a receber	31	90
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	15
Outros créditos	260	254
Não Circulante	**18.490**	**12.228**
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.113	1.013
Tributos e contribuições a recuperar	6.257	52
Tributos diferidos	36	405
Despesas pagas antecipadamente	0	0
Ativos financeiros do setor	113	148
Ativo financeiro da concessão	4.748	4.272
Depósitos vinculados a litígios	273	295
Instrumentos financeiros derivativos swap	373	424
Outros créditos	-	84
Ativo contratual	497	330
Ativo de direito de uso	77	0
Investimentos	579	547
Imobilizado	1.587	1.560
Intangível	2.837	3.096
Ativo Total	**23.844**	**17.864**

PASSIVO	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	**5.178**	**5.278**
Fornecedores	2.546	2.120
Tributos e contribuições a pagar	172	339
Imposto de renda e contribuição social a pagar	38	14
Empréstimos e financiamentos	551	1.041
Debêntures	836	955
Passivos financeiros do setor	-	3
Dividendos a pagar	315	39
Obrigações trabalhistas	86	77
Obrigações por arrendamento	32	0
Outros débitos	600	691
Não Circulante	**12.436**	**9.196**
Empréstimos e financiamentos	3.756	4.582
Debêntures	3.623	3.451
Instrumentos financeiros derivativos swap	35	112
Tributos e contribuições a pagar	348	305
Tributos diferidos	400	208
Participações societárias a descoberto	22	0
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	543	476
Obrigações por arendamento	48	0
Valores a serem restituídos a consumidores	3.606	0
Outros débitos	54	62
Patrimônio Líquido	**6.231**	**3.389**
Capital Social	4.051	2.226
Reservas de capital	3	0
Reservas de lucros	1.958	929
Ajustes de avaliação patrimonial	320	336
Outros resultados abrangentes	(101)	(101)
Lucros acumulados	-	0
Passivo Total	**23.844**	**17.864**

Light SESA (R$ milhões)

ATIVO	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	**3.780**	**4.357**
Caixa e equivalentes de caixa	554	491
Títulos e valores mobiliários	327	493
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.824	2.335
Estoques	56	34
Tributos e contribuições	77	67
Imposto de renda e contribuição social	89	29
Ativos financeiros do setor	550	564
Despesas pagas antecipadamente	21	28
Serviços prestados a receber	31	90
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	1
Outros créditos	252	226
Não Circulante	**16.402**	**10.046**
Consumidores, concessionárias, permissionárias e clientes	1.090	875
Tributos e contribuições	6.257	52
Tributos diferidos	-	402
Ativos financeiros do setor	113	148
Ativo financeiro de concessões	4.748	4.272
Depósitos vinculados a litígios	269	292
Instrumentos financeiros derivativos swap	249	324
Ativo Contratual	497	330
Direito de uso	74	0
Investimentos	29	30
Imobilizado	245	230
Intangível	2.833	3.091
Ativo Total	**20.182**	**14.402**

PASSIVO	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	**3.715**	**3.791**
Fornecedores	1.242	1.133
Tributos e contribuições	165	329
Imposto de renda e contribuição social	1	1
Empréstimos e financiamentos	540	814
Debêntures	833	777
Passivos financeiros do setor	-	3
Dividendos a pagar	274	18
Obrigações trabalhistas	77	68
Arrendamento mercantil	30	0
Outros débitos	552	648
Não Circulante	**11.310**	**8.165**
Empréstimos e financiamentos	2.896	3.792
Debêntures	3.609	3.433
Instrumentos financeiros derivativos swap	18	112
Tributos e contribuições	348	305
Tributos diferidos	202	0
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	540	471
Arrendamento mercantil	46	0
Valores a serem restituídos a consumidores	3.606	0
Outros débitos	46	53
Patrimônio Líquido	**5.158**	**2.446**
Capital social	4.146	2.314
Reservas de capital	7	7
Reservas de lucro	1.101	222
Outros resultados abrangentes	-97	-97
Passivo Total	**20.182**	**14.402**

Light Energia (R$ milhões)

ATIVO	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	**1.427**	**1.265**
Caixa e equivalentes de caixa	342	90
Títulos e valores mobiliários	338	483
Concessionárias, permissionárias e clientes	734	663
Tributos e contribuições	2	6
Instrumentos financeiros derivativos swap	-	14
Estoques	4	4
Despesas pagas antecipadamente	2	2
Outros créditos	5	4
Não Circulante	**1.570**	**1.507**
Instrumentos financeiros derivativos swap	124	101
Depósitos vinculados a litígios	3	3
Ativos de direito de uso	3	0
Investimentos	136	111
Imobilizado	1.301	1.289
Intangível	2	3
Ativo de direito de uso	-	0
Ativo Total	**2.998**	**2.772**

PASSIVO	31/12/2019	31/12/2018
Circulante	**1.392**	**1.466**
Fornecedores	1.285	1.013
Tributos e contribuições	4	3
Imposto de renda e contribuição social	37	1
Empréstimos e financiamentos	11	224
Debêntures	3	178
Obrigações trabalhistas	7	6
Obrigações por arrendamento	1	0
Outros débitos	45	40
Não Circulante	**1.102**	**1.030**
Empréstimos e financiamentos	860	789
Debêntures	15	17
Tributos diferidos	199	208
Rendas a pagar - *swap*	16	0
Provisões	3	5
Outros débitos	8	10
Obrigações por arrendamento	2	0
Patrimônio Líquido	**503**	**276**
Capital Social	77	77
Reservas de lucro	109	25
Ajustes de avaliação patrimonial	320	336
Outros resultados abrangentes	(4)	-4
Prejuízos acumulados	-	-159
Passivo Total	**2.998**	**2.772**

ANEXO VI – Fluxo de Caixa

Light S.A.

R$ MM	2019	2018
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	**452**	**41**
Caixa gerado (aplicado) nas operações	**1.894**	**1.652**
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	1.989	311
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.127	435
Depreciação e amortização	587	545
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado / investimento	64	11
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	177	431
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios e baixas e atualização financeira de depósitos vinculados a litígios	408	235
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(1)	(18)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	692	685
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	-	2
Juros sobre obrigações de arrendamento	8	-
Variação swap	(206)	(353)
Resultado de equivalência patrimonial	38	85
Reavaliação dos ativos disponíveis para venda	-	-
Efeito dos créditos de PIS e COFINS sobre ICMS	(2.479)	-
Opções de ações outorgadas	3	-
Ganho liquido em investimentos avaliados pelo custo	(0)	(11)
Resultado pela venda de participação	-	13
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(153)	(147)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(360)	(572)
Variações nos Ativos e Passivos	**(1.442)**	**(1.611)**
Títulos e valores mobiliários	(135)	(44)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(593)	(835)
Dividendos recebidos	3	2
Tributos, contribuições e impostos a compensar	(117)	71
Ativos e passivos financeiros do setor	408	(36)
Estoques	(1)	(1)
Serviços prestados a receber	22	(7)
Despesas pagas antecipadamente	7	(2)
Depósitos vinculados a litígios	(14)	(38)
Outros ativos	58	(207)
Fornecedores	414	105
Obrigações trabalhistas	10	10
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(212)	177
Pagamento das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(305)	(191)
Outros passivos	(176)	154
Juros pagos	(710)	(641)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(101)	(127)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	**(460)**	**(1.667)**
Recebimento pela venda de participação	14	43
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(92)	(88)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo contratual	(758)	(671)
Aplicações/Aquisições no investimento permanente - Aporte nas investidas	(54)	(92)
Resgate de aplicações financeiras	2.768	897
Aplicações financeiras	(2.338)	(1.757)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	**298**	**2.063**
Recebimento pela emissão de ações	1.825	-
Dividendos pagos	(39)	(30)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(38)	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	2.201	4.911
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(3.651)	(2.765)
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-	(54)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**289**	**437**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	707	270
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	996	707

Light SESA

R$ MM	2019	2018
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	**(79)**	**(237)**
Caixa gerado (aplicado) nas operações	**1.253**	**1.215**
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	1.760	116
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	850	435
Depreciação e amortização	530	487
Perda na venda ou baixa de intangível, imobilizado, investimento e arrendamento	61	9
Perdas (ganhos) cambiais e monetárias de atividades financeiras	164	339
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas, regulatórios, baixas e atualização financeira de depósito vinculados a litígios.	409	232
Ajuste a valor presente e antecipações de recebíveis	(1)	(18)
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures e amortização dos custos	611	591
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	-	2
Efeito dos créditos de Pis e Cofins sobre ICMS	(2.479)	-
Valor justo do ativo financeiro de concessão	(153)	(147)
Juros sobre obrigações de arrendamento	7	-
Variação swap	(144)	(248)
Constituição e atualização de ativos e passivos financeiros do setor	(360)	(572)
Ganho/Perda em investimentos avaliados pelo custo	(0)	(11)
Variações nos Ativos e Passivos	**(1.332)**	**(1.452)**
Títulos e valores mobiliários	(108)	14
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(516)	(677)
Tributos, contribuições e impostos a recuperar	(76)	33
Ativos e passivos financeiros do setor	408	(36)
Estoques	0	(6)
Serviços prestados a receber	22	(7)
Despesas pagas antecipadamente	7	(2)
Depósitos vinculados a litígios	(13)	(38)
Outros ativos	194	(80)
Fornecedores	96	(267)
Obrigações trabalhistas	9	9
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(236)	233
Pagamento das provisões fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(304)	(191)
Outros passivos	(196)	149
Juros pagos	(619)	(585)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	**(511)**	**(1.162)**
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(27)	(32)
Aquisições de bens do ativo intangível e do ativo de contrato	(757)	(671)
Resgate de aplicações financeiras	1.763	646
Aplicações financeiras	(1.489)	(1.106)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	**654**	**1.730**
Aumento de capital	1.832	-
Dividendos pagos	(18)	(22)
Pagamento de obrigações por arrendamento	(36)	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	1.867	4.132
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(2.991)	(2.238)
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-	(52)
Amortização de mútuo - partes relacionadas	-	(90)
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**64**	**331**
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	491	160
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	554	491

Light Energia

R$ MM	2019	2018
Caixa Líquido gerado das Atividades Operacionais	**594**	**211**
Caixa gerado (aplicado) nas operações	**497**	**350**
Lucro (prejuízo) antes do imposto de renda e da contribuição social	414	97
Depreciação e amortização	57	54
Perda na venda ou baixa de intangível / imobilizado / investimento	0	2
Perdas cambiais e monetárias de atividades financeiras	13	92
Provisão e atualização financeira para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e baixas e atualizações financeiras de depósitos judiciais	(2)	2
Despesa de juros sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	81	96
Variação swap	(61)	(105)
Encargos e variação monetária de obrigações pós-emprego	-	0
Juros sobre obrigações de arrendamento	0	-
Resultado de equivalência patrimonial	(5)	112
Variações nos Ativos e Passivos	**97**	**(139)**
Títulos e valores mobiliários	(24)	(68)
Concessionárias e permissionárias	(71)	(401)
Tributos, contribuições e impostos a compensar	4	1
Estoques	(1)	(0)
Despesas pagas antecipadamente	0	(0)
Depósitos vinculados a litígios	(1)	(0)
Outros ativos	50	(9)
Fornecedores	272	445
Obrigações trabalhistas	0	2
Tributos, contribuições e impostos a pagar	(16)	(4)
Pagamento de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(1)	(0)
Outros passivos	20	18
Juros pagos	(91)	(87)
Juros recebidos	-	31
Imposto de renda e contribuição social pagos	(45)	(66)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Investimento	**83**	**(516)**
Aquisições de bens do ativo imobilizado	(65)	(56)
Resgate de aplicações financeiras	977	199
Aplicações financeiras	(808)	(596)
Aplicações/aquisições no investimento permanente	(21)	(62)
Caixa Líquido aplicado nas Atividades de Financiamento	**(425)**	**341**
Dividendos pagos	(100)	-
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures	334	781
Amortização de empréstimos, financiamentos e debêntures	(658)	(526)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(2)	-
Amortização de dívida contratual com plano de pensão	-	(3)
Mútuo recebido - partes relacionadas	-	90
Aumento (redução) de Caixa e Equivalentes de Caixa	**252**	**36**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	90	53
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	342	90

Lista de Abreviaturas e Siglas

- **ACL -** Ambiente de Contratação Livre
- **ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica
- **BNDES -** Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- **CCEE -** Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- **CCRBT -** Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária
- **CDE -** Conta de Desenvolvimento Energético
- **Conta-ACR -** Conta no Ambiente de Contratação Regulada
- **CUSD -** Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
- **CUST -** Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
- **CVA -** Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A"
- **CVM -** Comissão de Valores Mobiliários
- **DDSD –** Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados
- **DEC -** Duração Equivalente de Interrupção
- **DIC -** Duração de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- **DIT –** Demais Instalações de Distribuição
- **ESS -** Encargo de Serviço do Sistema
- **FEC -** Frequência Equivalente de Interrupção
- **FIC -** Frequência de Interrupção Individual por unidade Consumidora
- **GSF -** *Generation Scaling Factor* ou Fator de ajuste da Garantia Física
- **IRT-** Índice de Reajuste Tarifário Anual
- **O&M -** Operação e Manutenção
- **PCH -** Pequena Central Hidrelétrica
- **PECLD -** Provisões Estimada para Crédito de Liquidação Duvidosa
- **PLD -** Preço de Liquidação das Diferenças
- **PMSO -** Pessoal, Material, Serviços e Outros
- **REN -** Recuperação de Energia
- **TOI -** Termo de Ocorrência e Inspeção
- **TUSD -** Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- **TUST -** Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
- **UHE -** Usina Hidrelétrica
- **UTE -** Usina Térmica
- **VNR -** Valor Novo de Reposição

Rio de Janeiro, March 12, 2020.

Company remains committed to turnaround:
Stable total loss and decreased PMSO for the second consecutive quarter

Financial Highlights

- **Consolidated recurring EBITDA totaled R$464 million** in 4Q19, representing a 7.9% increase compared to R$430 million in 4Q18, due to the better performance of Opex and the trading strategy of Light Energia. **In the aggregate for 2019, recurring EBITDA totaled R$1,692 million**, in line with that of 2018.
- **In 4Q19, consolidated recurring net result totaled a net loss of R$48 million**, compared to a net income of R$92 million in 4Q18. This decrease is primarily due to the deterioration in financial result, affected by the market-to-market of debt denominated in foreign currency. **In the aggregate for 2019, recurring net result reached R$178 million** compared to R$166 million in 2018.
- **Recurring EBITDA and net result in 4Q19 exclude** the recognition of an extraordinary PECLD in the amount of R$525 million, regarding one-off adjustments in receivable accounts and a provision in the amount of R$21 million regarding the 2019 Voluntary Dismissal Plan (*Plano de Demissões Voluntárias*). In the aggregate for 2019, the recurring results exclude the effects of the favorable decision rendered in a lawsuit excluding ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS and those related to Renova.
- **In 4Q19, PMSO decreased by R$13 million** compared to 4Q18, representing a 5.2% decrease, largely due to **lower PMSO of the distribution company, which decreased by 7.3%** compared to 4Q18, due to a number of management measures, including greater productivity of insourced teams.
- **In 4Q19, PECLD, excluded from the extraordinary event, totaled R$88 million (compared to R$68 million in 4Q18), accounting for 1.9% of gross revenue (12 months)**, which is in line with the amount recorded in September 2019.
- **At the end of 4Q19, Net Debt/EBITDA ratio was 2.98x**, in line with 3.0x recorded in 3Q19 and below the limit of 3.75x set forth as covenant in most debt agreements. **In the end of 4Q19, Net Debt totaled R$6,750 million.**

Financial Highlights (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Net Revenue*	3,098	2,696	14.9%	12,663	11,310	12.0%
PMSO	236	249	-5.2%	951	979	-2.9%
Adjusted EBITDA[1]	(82)	430	-	1,962	1,684	16.5%
Recurring EBITDA	464	430	7.9%	1,692	1,684	0.5%
Net Income	(366)	92	-	1,328	166	700.9%
Recurring Net Income	(48)	92	-	178	166	7.4%
Net Debt/EBITDA - covenants (x)	2.98	3.63	-17.7%	2.98	3.63	-17.7%
PECLD/ROB	1.9%	2.7%	-0.8 p.p.	1.9%	2.7%	-0.8 p.p.
CAPEX Light	282	278	1.6%	885	799	10.8%
Net operating cash generation	213	134	58.6%	452	41	989.9%

* Does not consider construction revenue.

Operating Highlights

- **At the end of 2019, total loss on grid load (12 months) was 26.04%,** virtually in line with 25.93% in September 2019. In 4Q19, total loss on grid load (12 months) stabilized at 9,736 GWh, compared to 9,737 GWh in 3Q19. At the end of 4Q19, excluding REN, total loss on grid load (12 months) was 26.60%, representing a 0.2 p.p. decrease compared to 3Q19. In terms of GWh, excluding REN, total loss on grid load (12 months) decreased by 105 GWh.
- **The grid load decreased by 1.6% compared to 4Q18,** primarily due to concessionaires that are located next to Light's area and the decrease in consumption of customers of the steel sector. **The billed market decreased by 2.2%** compared to 4Q18 **and by 0.7%, excluding the effects of higher REN in 4Q18.**
- **In 4Q19, DEC (12 months) was 7.77 hours**, representing a 7.5% decrease compared to 3Q19, and **FEC (12 months) was 4.31x**, representing a 1.1% decrease compared to 3Q19. **At the end of 2019, DEC and FEC were within the limit established by ANEEL.**
- **The 10.1% increase in the number of employees** is due to the strategy to insource labor related to activities to combat losses and reading/delivery of bills.

Operational Highlights	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Grid Load* (GWh)	9,335	9,490	-1.6%	37,394	36,861	1.4%
Billed Market (GWh)	6,832	6,986	-2.2%	27,658	28,034	-1.3%
Sold Energy - Generation (MWm)	564	548	2.9%	540	543	-0.4%
Commercializated Energy - Com (MWm)	689	804	-14.3%	665	793	-16.2%
Total Loss/Grid Load (12 months)	26.04%	23.95%	2.09 p.p.	26.04%	23.95%	2.09 p.p.
DEC - Hours (12 Months)	7.77	7.78	-0.1%	7.77	7.78	-0.1%
FEC - Times (12 Months)	4.31	4.44	-2.9%	4.31	4.44	-2.9%
Number of own staff	5,186	4,712	10.1%	5,186	4,712	10.1%
Number of outsourced staff	7,417	7,861	-5.6%	7,417	7,861	-5.6%

* Own Load + Use of Network

1- Adjusted EBITDA is CVM EBITDA adjusted by equity income and other operating income (expenses). The Company adopted Adjusted EBITDA to conduct the analyses described in this document.

Disclaimer

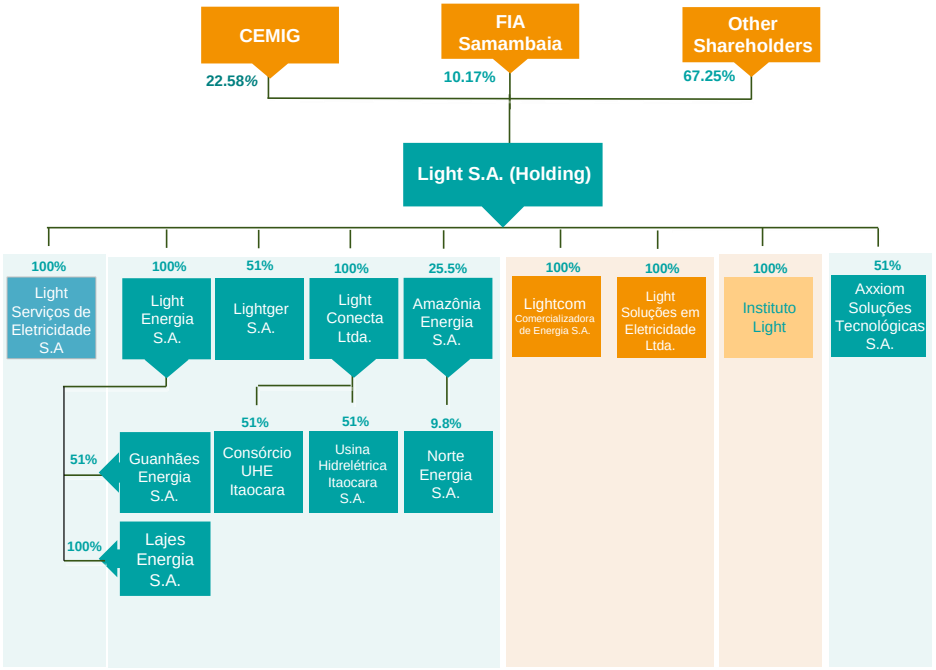
Operating information and information relating to Management's expectations on the future performance of the Company have not been reviewed by the independent auditors. Forward-looking statements are subject to risks and uncertainties. These statements are based on Management's judgment and assumptions and information currently available to the Company. Forward-looking statements include information about our current plans, opinions or expectations, as well as the plans, opinions or expectations of the members of the Board of Directors and Board of Executive Officers of the Company. Forward-looking statements and information also include information about potential or assumed results of operations, as well as statements that are preceded or followed by, or include the terms "believe," "may," "will," "continue," "expect," "predict," "intend," "estimate" or similar words. Forward-looking statements and information are not an assurance of future performance. They involve risks, uncertainties, and assumptions as they relate to future events and therefore are contingent on circumstances which may or may not occur. Future results and the creation of shareholder value may differ significantly from those expressed or suggested by forward-looking statements. Many of the factors that will determine these results and amounts are beyond the control of or cannot be predicted by LIGHT S.A.

Table of Contents

1. Profile and Corporate Structure 4
2. Material Events in the Period 5
3. Subsequent Events 6
4. Light S.A. – Consolidated 9
4.1. Consolidated Financial Performance 9
4.2. Recurring Result 10
4.4. Consolidated Net Income 13
5. Light SESA – Distribution 15
5.1. Operating Performance 15
5.1.1. Market 15
5.1.2. Energy Balance 18
5.1.3. Energy Loss 19
5.1.4. Collection 22
5.1.5. Quality Indicators 23
5.2. Financial Performance of Light SESA 23
5.2.1. Net Revenue of Light SESA 24
5.2.2. Costs and Expenses of Light SESA 25
5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA 25
5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA 27
5.2.3. Variation Offset Account – CVA 27
5.2.4. Financial Result of Light SESA 28
6. Light Energia – Generation 29
6.1. Operating Performance 29
6.1.1. Energy Purchases and Sales 29
6.1.2. Level of Energy Contracted (Light Energia + Light Com) 30
6.2. Financial Performance of Light Energia 31
6.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia 31
6.2.2. Financial Result of Light Energia 32
6.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia 32
7. Light Com – Trading 33
7.1. Operating Performance 33
7.2. Financial Performance 33
8. Indebtedness 34
8.1. Light S.A. 34
8.2. Debt Breakdown 38
9. Consolidated Investment 39
10. Capital Markets 40
ANNEX I – Generation Projects 40
ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation 42
ANNEX III – Income Statement 43
ANNEX IV – Statement of Financial Result 45
ANNEX V – Statement of Financial Position 46
ANNEX VI – Statement of Cash Flows 49

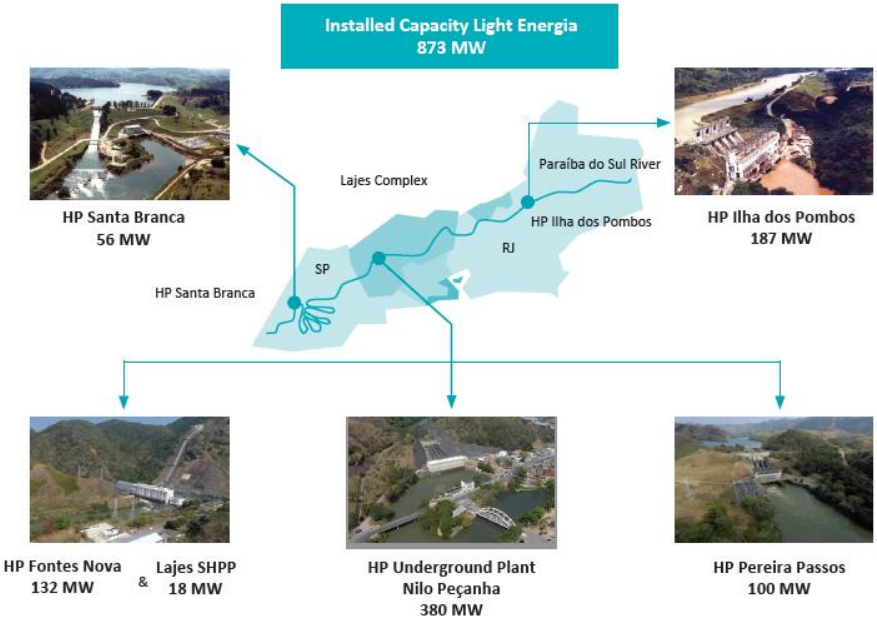
1. Profile and Corporate Structure

Light is an integrated company of the energy industry in Brazil, headquartered in Rio de Janeiro, operating in the energy generation, distribution and trading segments.



The State of Rio de Janeiro has an area of 43,781 km² and a population of approximately 17.2 million people. The Company's concession area corresponds to 26% (11,307 thousand km²) of the State and encompasses 11 million people, accounting for 64% of the total population. Of the 92 cities in the State, with a total of 7 million consumers of electricity, the Company operates in 31 cities, with a base of approximately 4.4 million customers.

The Company's generation complex comprises five hydroelectric power plants and one small hydroelectric power plant, totaling an installed capacity of 873 MW. These power plants are: (i) Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos and PCH Lajes, which comprise the Lajes Complex (in the city of Piraí); (ii) Ilha dos Pombos, in the city of Carmo, State of Rio de Janeiro; and (iii) Santa Branca, in the city of Santa Branca, State of São Paulo. The Lajes Complex also comprises two pumping plants: Santa Cecília and Vigário. Including the interest held in PCH Paracambi, Belo Monte and Guanhães, the Company has a total installed capacity of 1,158 MW.



2. Material Events in the Period

2.1 Sale of Equity Interest Held by Light Energia in Renova

On October 15, Light Energia sold all shares it held in Renova (17.17% of the capital stock) for R$1.00 to CG I Fundo de Investimento. Under this transaction, Lightcom assigned all credits held against Renova to CG I for R$1.00. This transaction is in line with the strategy of divestment of non-core assets and focus on the creation of value to shareholders through operational improvements in the distribution company.

2.2 Purchase of 449 MWa at the A-6 Auction by Light SESA

At the 30th A-6 New Energy Auction, held by CCEE on October 18, Light SESA purchased a total amount of 449 MWa, supply beginning in January 2025, for a term of up to 30 years, at an average price of R$176.09/MWh. This energy will replace the agreements currently in effect, which expire in December 2024, at an adjusted average price of approximately R$280.00/MWh, representing a decrease of approximately 38% in the cost of energy referring to that agreement. Decreased energy purchase expenses benefit the plans to combat losses and decrease default, in addition to decrease the pressure on the Company's cash.

2.3 VDP

On October 25, the Company launched a Voluntary Dismissal Program (*Programa de Demissão Voluntário*) (VDP) for its employees. The main conditions to adhere to the VDP were: (i) to have been an employee of Light for more than ten years and fulfill the legal conditions to retire or already be retired; or (ii) to have worked for at least 30 years for the Company. The benefits offered were: in addition to severance pay, 1.5 to 5 base salaries and the extension of the health care plan for a period of up to 24 months. 154 employees adhered to the program and their employment contracts will be terminated by April 2020. The VDP had a total cost of R$21 million, of which only R$5 million corresponded to incentive costs.

2.4 Light included in ISE for the 13th consecutive year

For the 13th consecutive year, Light was selected to be included in the Corporate Sustainability Index (*Índice de Sustentabilidade Empresarial*) of the B3 (ISE), effective from January 6, 2020 to January 1, 2021. ISE is a performance comparative analysis tool for companies listed on the B3 in terms of corporate sustainability, based on economic efficiency, environmental balance, social justice and corporate governance. The new ISE portfolio comprises 30 companies.

2.5 Call of the Extraordinary Shareholders' Meeting (AGE) and election of new members for the Board of Directors

On November 4, the Company received a correspondence from shareholders representing more than 5% of its capital stock, requesting the call of a shareholders' meeting for the election of eight members of the Board of Directors. On December 12, the AGE elected the following new members of the Board of Directors:

Members of the Board of Directors	Title
David Zylbersztajn	Chairman of the Board (Independent Member)
Carlos Marcio Ferreira	Vice-Chairman of the Board (Independent Member)
Antonio Rodrigues dos Santos e Junqueira	Member

Carlos da Costa Parcias Júnior	Independent Member
Ivan de Souza Monteiro	Independent Member
Octávio Cortes Pereira Lopes	Independent Member
Patrícia Gracindo Marques de Assis Bentes	Independent Member
Ricardo Reisen de Pinho	Independent Member
Carlos Alberto da Cruz	Representative of the Employees

In the same occasion, Mr. Marcelo Souza Monteiro was elected sitting member of the Fiscal Council of the Company.

2.6 Liability Management Achievements

The purpose of the liability management agenda of the Company is to optimize its debt profile, reduce financial costs and thus create value to its shareholders. In 4Q19, the main activities conducted included:

- on November 4, 35% of the bonds were early redeemed, in an amount equivalent to US$210 million, of which US$140 million corresponded to Light SESA and US$70 million corresponded to Light Energia. The outstanding balance of the bonds, in the amount of US$390 million, matures on the original maturity date in May 2023, with optional redemption as of May 2021.
- on December 6, the 17th issuance of the debentures of Light Sesa was settled, in the total amount of R$700 million.
- on December 16, the entire outstanding balance of the 2015/16 Capex financing agreement entered into by Light Sesa with BNDES was early repaid, in the amount of R$292.6 million. This agreement originally matured in March 2023 and provided for tranches accruing interest at the SELIC rate + 4.08% p.a. and TJLP + 3.74% p.a.
- On December 27, the 5th issuance of promissory notes of Light Sesa was settled, in the total amount of R$300 million.

3. Subsequent Events

3.1 Change in shareholding ownership

On January 15, BNDESPAR informed that, from December 26, 2019 to January 15, 2020, sold all common shares it held in the capital stock of the Company and, therefore, is no longer a shareholder.

On January 16, FIA Samambaia informed that became the holder of 22,730,000 common shares, representing 7.48% of the capital stock of Light and, on January 27, informed that increased equity interest to 10.17%.

3.2 Resignation of Member of the Board of Directors

On February 11, Mr. Ivan Monteiro resigned as member of the Board of Directors. The Shareholders' Meeting to elect the new member will be timely called, pursuant to the Bylaws of the Company.

3.3 ANEEL defines 2020 Tariff Adjustment for Light SESA

On March 10, ANEEL approved the tariff readjustment for Light SESA with an average effect of + 6.21%. The new tariffs will take effect from March 15, 2020. Residential consumers will see an increase of 5.91%, according to the table below, which also shows the impact to be perceived by other classes and voltage levels.

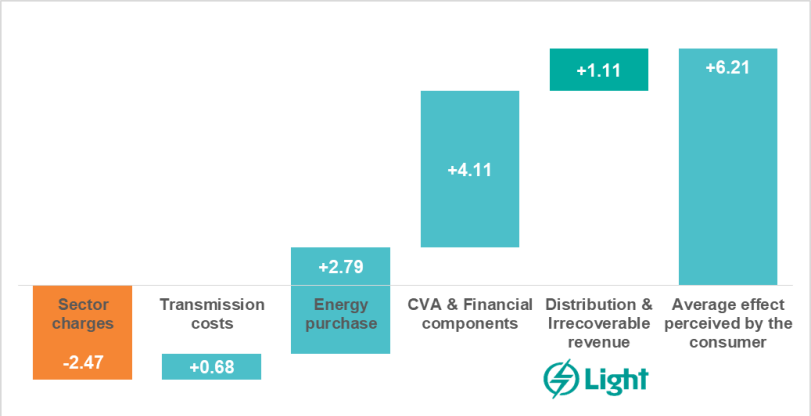
Average Perception to Consumers

	FREE + CAPTIVE	AVERAGE EFFECT
Group A	A2 (88 to 138kV)	7.11%
	A4 (2.3 to 25kV)	6.53%
	AS (Subterranean)	7.46%
Low Voltage	**B1 (Residential)**	**5.91%**
	B2 (Rural)	14.35%
	B3 (Commercial)	6.05%
	B4 (Public Illumination)	5.99%
	Group A	**6.73%**
	Low Voltage	**5.98%**
	Group A + BT	**6.21%**

The annual tariff adjustment process consists of passing on to consumers the non-manageable costs of the concession (Parcel A: energy purchase, sector charges and transmission charges), and updating the manageable costs (Parcel B) according to the IPC-A fluctuation, adjusted by the X Factor components, which passes on to consumers the annual productivity gains of the company, the adjustments in operating costs defined in the last Tariff Review, in addition to incorporating quality improvement incentive mechanisms.

The chart below summarizes the share of each cost item in the average effect perceived by the consumer.

Average Perception to Consumers



The projection of non-manageable items in Parcel A was impacted by the reduction in sector charges, due to the end of the payment of the ACR Account CDE and by the increase in the cost of energy purchase. Regarding this last item, the impact of the Itaipu and Norte Fluminense plants stands out, whose contracts are pegged to the dollar, which increased 16% over the last tariff readjustment. Accordingly, the average price of energy purchase contracts (Pmix) went from R$ 210.08/MWh to R$ 221.74/MWh.

Note that the removal of financial components from the previous tariff process and the inclusion of new ones represented an increase of 4.11 p.p. This increase is explained by the occurrence, throughout 2019, of expenses without due tariff coverage, mainly related to the purchase of energy and transmission (basic network). At the

time, these costs were borne by Light and now ANEEL is passing them on to consumers, as provided for in the concession agreement.

With regard to the transfer of regulatory losses, an item included in Energy Purchase costs, the percentages defined in the last Tariff Review were maintained: 36.06% on the low voltage market for non-technical losses and 6.34% on the wire load for technical losses.

The readjustment of Parcel B (which covers costs and remunerates Light's investments), reflects the accumulated variation of the IPC-A in the period, of 3.94%, deducted from X Factor resulting from the sum of 3 components: X Factor Pd, 0.54%, associated with productivity gains; T Component, -0.84%, related to the upward trajectory of operating costs; and Q Component, of -0.29%, which captures the improvement in quality indicators seen between the years 2017 and 2018.

IPC-A and breakdown of X Factor	%
IPC-A	**+3.94%**
X Factor	**-0.59%**
X Factor Pd (Productivity)	*+0.54%*
T Component (Opex Trajectory)	*-0.84%*
Q Component (Quality)	*-0.29%*
Parcel B update ratio (IPC-A - X Factor)	**+4.53%**

In addition, the values of sharing with the consumer associated with revenues from exceeding demand, reactive surplus and other revenues, were updated. As a result, the tariff adjustment generated a total increase of +4.90% over Parcel B billed in the last 12 months, resulting in R$2,827,389 thousand.

4. Light S.A. – Consolidated

4.1. Consolidated Financial Performance

Income Statement (R$ MN)	4Q19	4Q18	Var. %	2019	2018	Var. %
Gross Operating Revenue	**4,822**	**4,789**	**0.7%**	**20,341**	**19,376**	**5.0%**
Deductions	(1,724)	(2,093)	-17.6%	(7,677)	(8,066)	-4.8%
Net Operating Revenue	**3,098**	**2,696**	14.9%	**12,663**	**11,310**	**12.0%**
Operating Expense	**(3,327)**	**(2,404)**	**38.4%**	**(11,289)**	**(10,171)**	**11.0%**
PMSO	(236)	(249)	-5.2%	(951)	(979)	-2.9%
Personnel	(103)	(102)	1.5%	(430)	(403)	6.6%
Material	(5)	(5)	-4.8%	(23)	(41)	-44.8%
Outsourced Services	(134)	(144)	-7.0%	(541)	(547)	-1.1%
Others	7	2	170.6%	43	12	270.0%
Purchased Energy	(2,189)	(1,883)	16.3%	(8,211)	(7,972)	3.0%
Depreciation	(147)	(138)	6.5%	(587)	(545)	7.8%
Provisions	(121)	(66)	84.8%	(392)	(239)	63.8%
VDP Provision	(21)	-	-	(21)	-	-
PECLD	(88)	(68)	27.9%	(324)	(435)	-25.4%
Extraordinary PECLD	(525)	-	-	(525)	-	-
PECLD - Renova	-	-	-	(278)	-	-
Adjusted EBITDA*	**(82)**	**430**	**-**	**1,962**	**1,684**	**16.5%**
Financial Result	(314)	(58)	440.1%	702	(651)	-
Other Operating Income / Expenses	(19)	(56)	-65.0%	(49)	(91)	-46.5%
Result Before Taxes and Interest	(563)	178	-	2,027	397	410.9%
Social Contributions and Income Tax	42	(40)	-	(96)	(82)	18.0%
Deferred Income Tax	182	(25)	-	(565)	(64)	781.3%
Equity Income	(28)	(20)	37.8%	(38)	(85)	-55.1%
Net Income	**(366)**	**92**	**-**	**1,328**	**166**	**700.9%**

Note: excludes Construction Revenue/Expenses.

* Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), financial result, depreciation and amortization.

4.2. Recurring Result

The table below sets forth the reconciliation of CVM EBITDA, Adjusted EBITDA and Recurring EBITDA. Recurring amounts exclude the extraordinary PECLD and the VDP provision. In the aggregate for 2019, the events occurred in 3Q19 are add up, *i.e.*, the favorable decision rendered in a lawsuit excluding ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS and impacts related to Renova.

Reconciliation Recurring Result (R$ MN)	4Q19	4Q18	Change 4Q19 /4Q18	2019	2018	Change 2019 /2018
Net Income/ Loss	**(366)**	**92**	**-**	**1,328**	**166**	**700.9%**
Taxes on profit	224	(65)	-	(661)	(146)	354.1%
Financial Result	(314)	(58)	440.1%	702	(651)	-
Depreciation	(147)	(138)	6.5%	(587)	(545)	7.8%
EBITDA CVM	**(130)**	**354**	**-**	**1,875**	**1,507**	**24.4%**
Equity Income	(28)	(20)	37.8%	(38)	(85)	-55.1%
Other Operating Income / Expenses	(19)	(56)	-65.0%	(49)	(91)	-46.5%
Ajusted EBITDA	**(82)**	**430**	**-**	**1,962**	**1,684**	**16.5%**
Adjustments EBITDA: Light SESA Operating Revenue - PIS/COFINS	-	-	-	1,086	-	-
Adjustments EBITDA: LightCom Operating Revenue - Renova	-	-	-	22	-	-
Adjustments EBITDA: VDP Provision	(21)	-	-	(21)	-	-
Adjustments EBITDA: Extraordinary PECLD	(525)	-	-	(525)	-	-
Adjustments EBITDA: PECLD Renova	-	-	-	(278)	-	-
Adjustments EBITDA: Others (PMSO)	-	-	-	(16)	-	-
Recurring EBITDA	**464**	**430**	**7.9%**	**1,692**	**1,683**	**0.5%**

Reconciliation Recurring Result (R$ MN)	4Q19	4Q18	Change 4Q19 /4Q18	2019	2018	Change 2019 /2018
Net Result	**(366)**	**92**	**-**	**1,328**	**166**	**700.9%**
Adjustment EBITDA	(546)	-	-	269	-	-
Financial Result	-	-	-	1,418	-	-
Social Contributions and Income Tax	227	-	-	(537)	-	-
Recurring Net Income/ Loss	**(48)**	**92**	**-**	**178**	**166**	**7.4%**

The table below sets forth the main line items of the result, adjusted by the effects mentioned above.

Income Statement (R$ MN)	4Q19 Recurring	4Q18	% Change 4Q19 Recurring/4Q18	2019 Recurring	2018	% Change 2019 Recurring/2018
Gross Operating Revenue	**4,822**	**4,789**	**0.7%**	**19,230**	**19,376**	**-0.8%**
Deductions	(1,724)	(2,093)	-17.6%	(7,675)	(8,066)	-4.8%
Net Operating Revenue	**3,098**	**2,696**	**14.9%**	**11,555**	**11,310**	**2.2%**
Operating Expense	**(2,782)**	**(2,404)**	**15.7%**	**(10,450)**	**(10,171)**	**2.7%**
PMSO	(236)	(249)	-5.2%	(936)	(979)	-4.5%
Personnel	(103)	(102)	1.5%	(430)	(403)	6.6%
Material	(5)	(5)	-4.8%	(23)	(41)	-44.8%
Outsourced Services	(134)	(144)	-7.0%	(541)	(547)	-1.1%
Others	7	2	170.6%	58	12	400.1%
Purchased Energy	(2,189)	(1,883)	16.3%	(8,211)	(7,972)	3.0%
Depreciation	(147)	(138)	6.5%	(587)	(545)	7.8%
Provisions - Contingencies	(88)	(66)	84.8%	(392)	(239)	63.9%
PECLD	-	(68)	27.9%	(324)	(435)	-25.5%
Recurring EBITDA*	**464**	**430**	**7.9%**	**1,692**	**1,684**	**0.5%**
Financial Result	(313)	(58)	439.9%	(717)	(651)	10.2%
Other Operating Income / Expenses	(19)	(56)	-65.0%	(49)	(91)	-46.8%
Social Contributions and Income Tax	(3)	(65)	-94.8%	(124)	(146)	-15.2%
Equity Income	(28)	(20)	37.6%	(38)	(85)	-55.5%
Recurring Net Income/ Loss	**(48)**	**92**	**-**	**178**	**166**	**7.2%**

Note: excludes Construction Revenue/Expenses.

4.3. Consolidated Adjusted EBITDA[4]

Consolidated EBITDA by Segment (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Distribution	(219)	292	-	1,578	1,187	32.9%
Generation	109	83	31.2%	542	383	41.5%
Trading	33	57	-41.2%	(126)	127	-
Others and eliminations	(6)	(3)	113.9%	(33)	(18)	81.8%
Total	**(82)**	**430**	**-**	**1,962**	**1,684**	**16.5%**
EBITDA Margin (%)	-2.7%	15.9%	-18.60 p.p.	15.5%	14.9%	0.60 p.p.

In 4Q19, consolidated EBITDA totaled a negative amount of R$82 million, compared to a positive amount of R$430 million in 4Q18, due to the operating result of the distribution company, which recorded EBITDA in the negative amount of R$219 million, as a result of the recognition of extraordinary PECLD in the amount of R$525 million. In 4Q19, a non-recurring provision in the amount of R$20.8 million was recorded, related to the VDP launched in October 2019.

In the generation segment, EBITDA increased by R$26 million in the quarterly comparison, primarily due to increased sales in the spot market, as a result of an increase in average PLD in the Southeast and Midwest regions (R$272.8/MWh in 4Q19 compared to R$158.2/MWh in 4Q18).

In the aggregate for 2019, EBITDA of the distribution company totaled R$1,578 million, representing an increase of R$390 million compared to 2018, due to the recognition of a final and unappealable decision that was rendered in a lawsuit seeking the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS, with a retroactive effect to January 2002. Accordingly, in 3Q19, the distribution company established recoverable PIS/COFINS credits in the amount of R$6,169 million. Based on the opinion of legal counsel and pursuant to applicable law, the Company understands that a portion of the credits receivable must be returned to consumers (R$3,573 million), taking into account the last ten years (September 2009 to August 2019).

In the aggregate for 2019, EBITDA of the trading company totaled a negative amount of R$126 million, due to the provisioning of R$278 million in 3Q19 regarding the credits held by LightCom against Renova. Under the sale of equity interest held by Light Energia in Renova to CG I Fundo de Investimentos, LightCom transferred debt recognition and agreement instruments (*Termo de Acordo e Reconhecimento de Dívida – TARDs*) held against Renova to CG I for R$1.00.

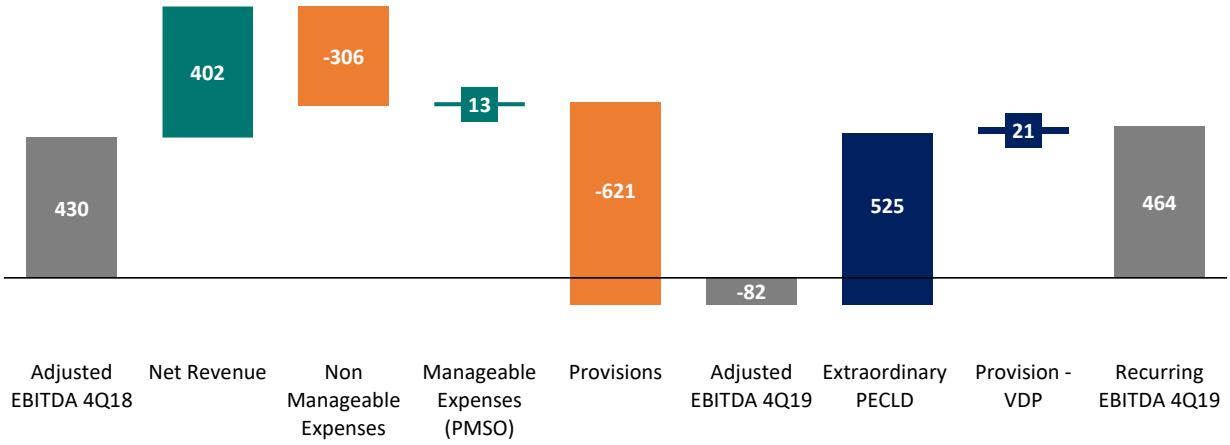
Excluding the non-recurring and extraordinary items mentioned above, recurring EBITDA in 4Q19 totaled R$464 million, representing a 7.9% increase, or R$34 million, compared to 4Q18, as set forth in the table below.

Consolidated EBITDA by Segment (R$ MN)	4Q19 Recurring	4Q18	% Change 4Q19 Recurring/4Q18	2019 Recurring	2018	% Change 2019 Recurring/2018
Distribution	324	292	10.8%	1,035	1,187	-12.8%
Generation	112	83	34.7%	545	383	42.2%
Trading	33	57	-42.1%	130	127	2.2%
Others and eliminations	(5)	(3)	86.6%	(18)	(14)	30.1%
Total	**464**	**430**	**7.9%**	**1,692**	**1,684**	**0.5%**

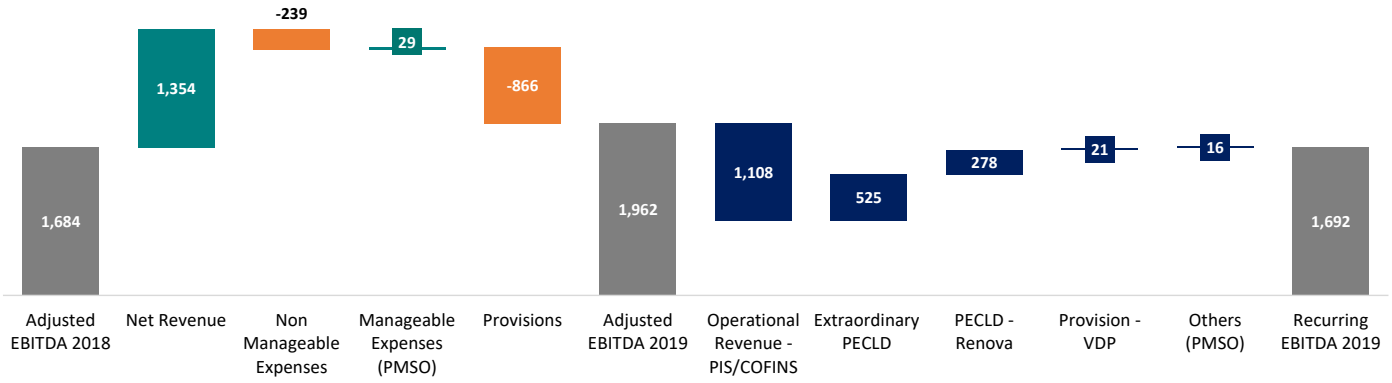
The increase in recurring EBITDA in 4Q19 is due to the better performance of consolidated Opex and the trading strategy of Light Energia. In the aggregate for 2019, EBITDA is in line with that of 2018.

[4] Adjusted EBITDA is calculated as net income before income tax and social contribution, equity income, other operating income (expenses), net financial result, depreciation and amortization.

Consolidated Adjusted EBITDA
4Q18 / 4Q19 – R$ MN



Consolidated Adjusted EBITDA
2018 / 2019 – R$ MN



4.4. Consolidated Net Income

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Distribution	(405)	51	-	1,154	77	1399.3%
Generation	63	28	122.4%	327	36	815.9%
Trading	23	40	-42.8%	(64)	93	-
Others and eliminations	(48)	(27)	77.4%	(88)	(40)	120.4%
Total	**(366)**	**92**	**-**	**1,328**	**166**	**700.9%**
Net Margin (%)	-11.8%	3.4%	-15.25 p.p.	10.5%	1.5%	9.02 p.p.

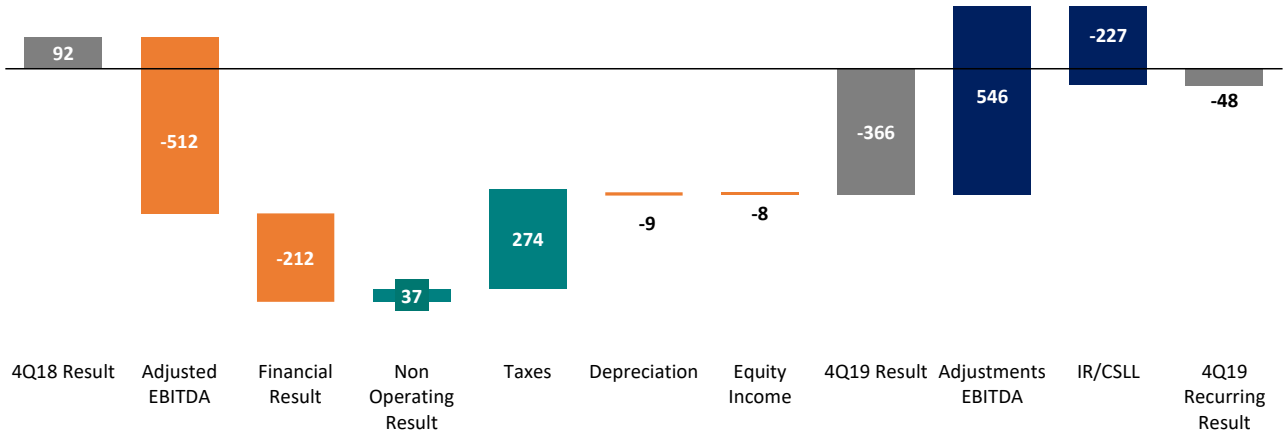
In 4Q19, consolidated net loss totaled R$366 million, compared to net income of R$92 million in 4Q18, due to the events described in item 4.3 above. Additionally, financial results were negatively affected by the market-to-market swap transactions related to debt denominated in foreign currency.

In the aggregate for 2019, net income totaled R$1,328 million, representing an increase of R$1,162 million compared to 2018, primarily due to the financial income of the distribution company, as a result of the adjustment for inflation of PIS/COFINS credits, recognized in 3Q19 (R$1,461 million). The total impact of this proceeding on the 3Q19 result was R$1,636 million, net of taxes.

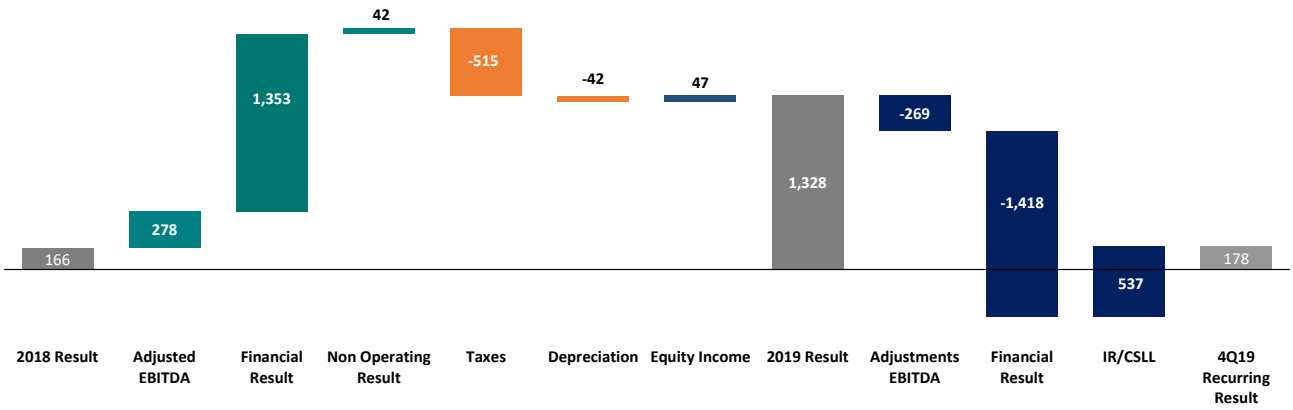
Excluding non-recurring and extraordinary items, net loss in 4Q19 totaled R$48 million, compared to net income of R$92 million in 4Q18, as set forth in the table below.

Consolidated Net Income/Loss by Segment (R$ MN)	4Q19 Recurring	4Q18	% Change 4Q19 Recurring/4Q18	2019 Recurring	2018	% Change 2019 Recurring/2018
Distribution	(46)	51	-	(125)	77	-
Generation	23	28	-19.1%	287	36	704.9%
Trading	23	40	-42.1%	88	93	-5.5%
Others and eliminations	(47)	(27)	76.3%	(73)	(40)	83.3%
Total	**(48)**	**92**	-	**178**	**166**	**7.0%**

Consolidated Net Income
4Q18 / 4Q19 – R$ MN



Consolidated Net Income
2018 / 2019 – R$ MN



5. Light SESA – Distribution

5.1. Operating Performance

Operating Highlights	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18
Nº of Consumers (thousand)	4,424	4,434	-0.2%
Nº of Employees	4,937	4,459	10.7%
Average provision tariff* - R$/MWh	822	790	4.1%
Average provision tariff* - R$/MWh (w/out taxes)	580	539	7.7%
Average bilateral contracts cost** - R$/MWh	226.2	205.0	10.3%
Average energy purchase cost with Spot*** - R$/MWh	222.6	202.7	9.8%

[1] Considers the number of active contracts

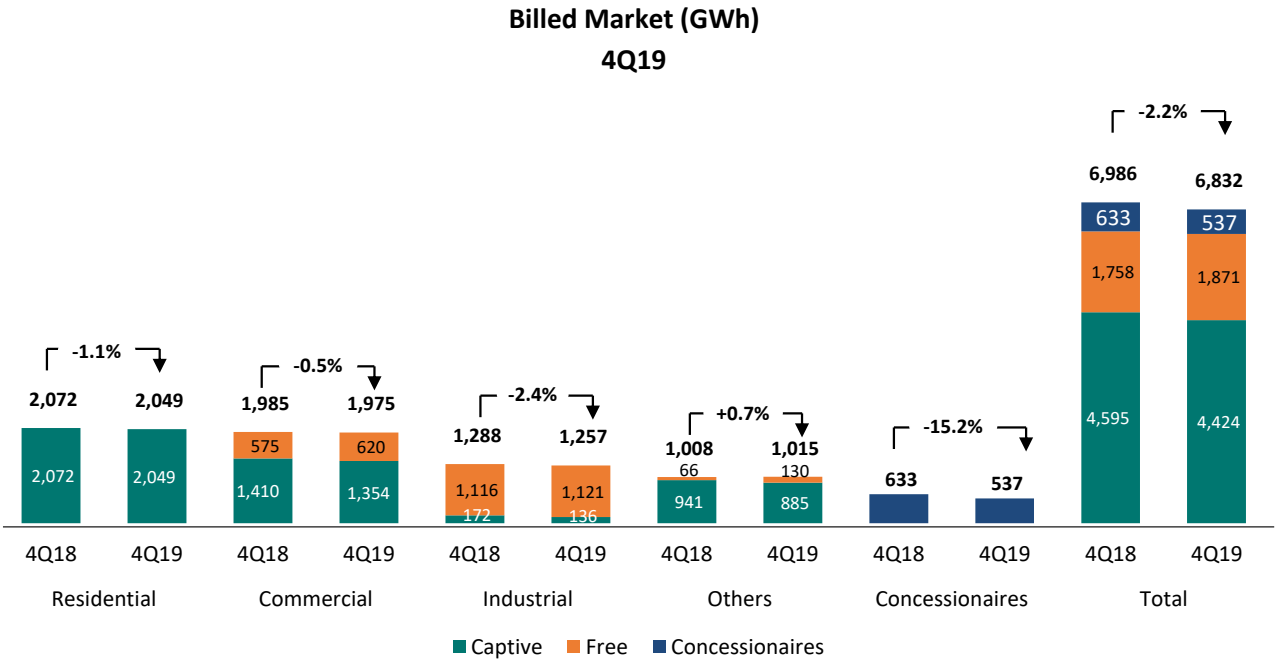
[3] Captive market

* Does not include purchase in the spot market and hydrological risk

**Does not include hydrological risk

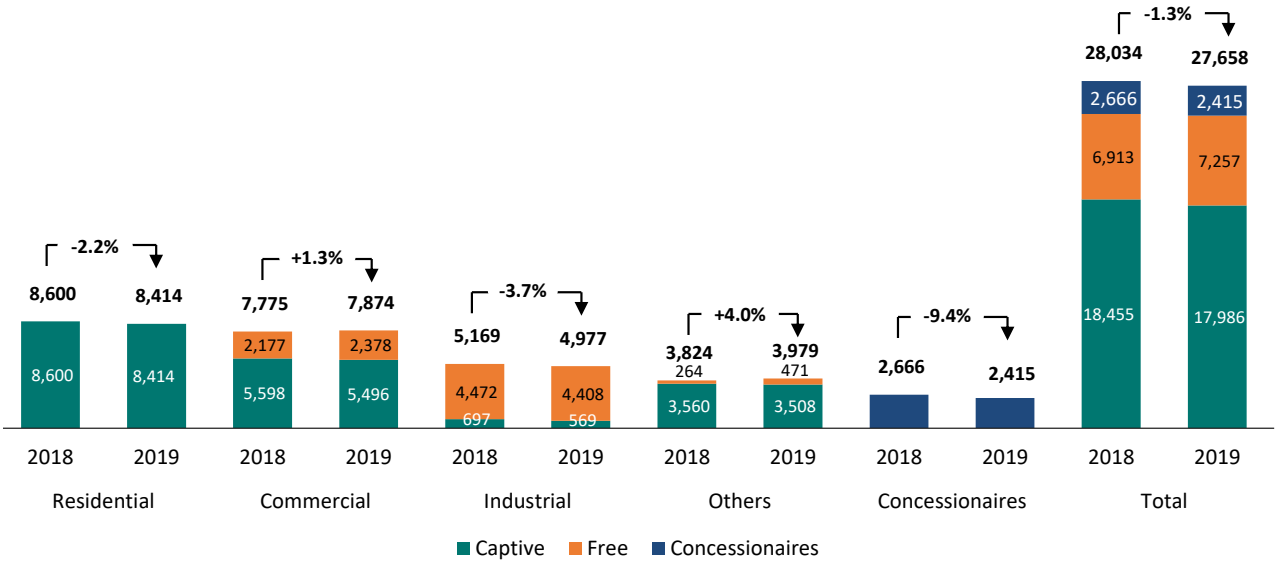
The increase in the number of employees is due to the insourcing strategy primarily regarding network maintenance, reading/delivery of bills and services to combat losses. The objective of increased insourcing is to obtain productivity gains and allow a better ethical control and management of field teams. The 10.3% increase in average energy purchase agreement expenses is due to increased payments related to availability agreements and the appreciation of the U.S. dollar exchange rate, which increased purchase costs of Norte Fluminense and Itaipu plants.

5.1.1. Market

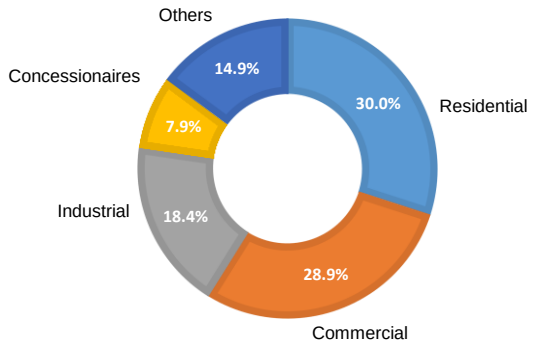


[1] In 4Q19, we changed the form of presentation of free market data. We previously reported the billed free market and, as of 4Q19, we will present the measured free market. For purposes of comparison, we adjusted 4Q18 data.

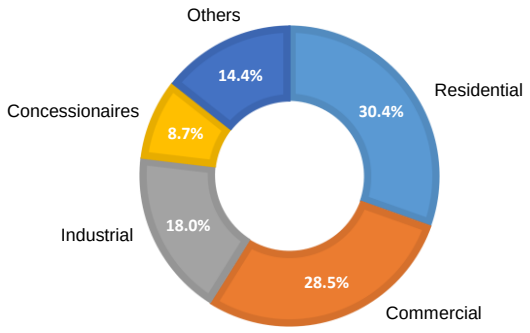
Billed Market (GWh)
2019



Energy Market
4Q19



Energy Market
2019



In 4Q19, the total energy market amounted to 6,832 GWh, representing a 2.2% decrease compared to 4Q18, primarily due to the 62% decrease in the volume of REN and a 15.2%[5] decrease in consumption from concessionaires. Excluding the effect of REN, in 4Q19, the market decreased by 0.7% compared to 4Q18 and, excluding both effects, the market increased by 0.7%. This decrease in the energy market was lower than the 1.6% decrease in the grid load, which reinforces the trend of decreasing losses.

In the aggregate for 2019, the billed market totaled 27,658 GWh, representing a 1.3% decrease compared to 2018. Excluding the effect of REN, the market increased by 0.4% compared to 2018. Excluding the effect of REN and concessionaires, the market increased by 1.5% compared to 2018, in line with the 1.4% increase in the grid load.

[5] It is noteworthy that the contribution of concessionaires to the margin is significantly lower than the contribution of the other segments.

In 4Q19, the consumption of the Residential segment totaled 2,049 GWh, representing a 1.1% decrease compared to 4Q18. This decrease is primarily due to decreased REN in 4Q19 (8 GWh in 4Q19 compared to 85 GWh in 4Q18), which was partially offset by the increase in energy incorporation. Excluding the effect of REN, the residential segment increased by 2.8% in 4Q19.

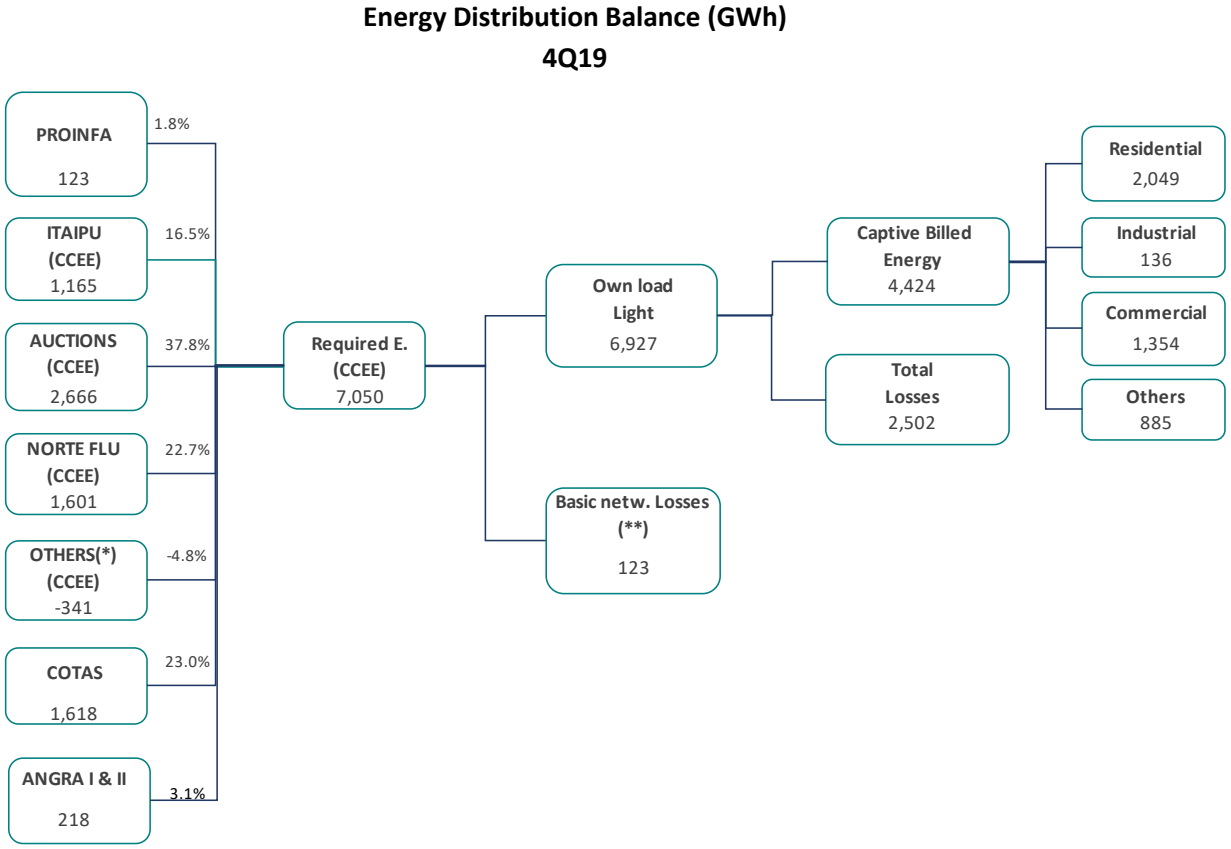
In 4Q19, the consumption of the Commercial segment, including captive and free customers, remained virtually in line with that of 4Q18. In the aggregate for 2019, the consumption of the commercial segment increased by 1.3% compared to 2018, highlighting the positive performance of the transportation, telecommunications and supermarket sectors.

In 4Q19, the consumption of the industrial segment decreased by 2.4% compared to 4Q18, primarily due to the decrease in consumption of the steel, chemical and beverage sectors. It is worth noting that the contribution of the industrial segment to the margin is lower compared to that of the residential and commercial segments.

In 4Q19, the Others segment increased by 0.7%, primarily due to the increase in consumption of subways, trains and tram, as well as the increase in consumption by the Public Sector.

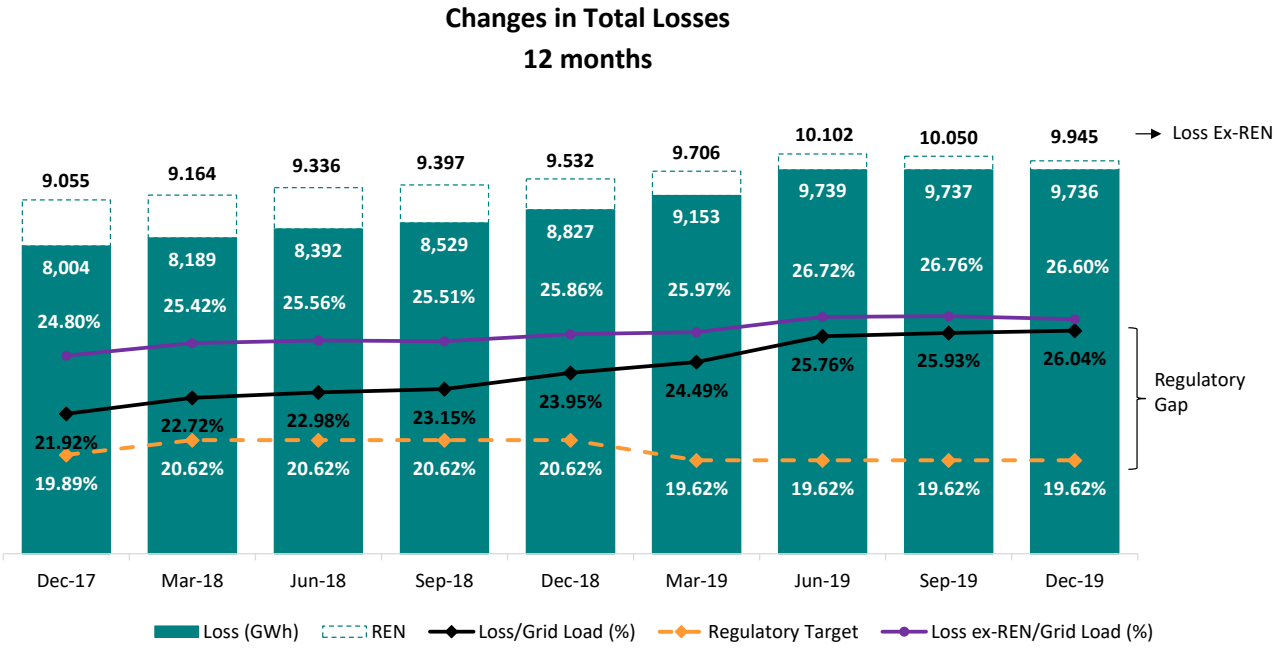
At the end of 4Q19, the free market accounted for 27.4% of the total market of the distribution company. The migration of captive customers to the free market does not affect margin, as energy continues to be transported by the Company, which receives TUSD. In 2019, the number of free customers increased by 219, totaling 971 free customers at the end of the year.

5.1.2. Energy Balance



Energy Balance (GWh)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
= Grid Load	9,335	9,490	-1.6%	37,394	36,861	1.4%
- Energy transported to utilities	537	633	-15.2%	2,415	2,666	-9.4%
- Energy transported to free customers	1,871	1,758	6.5%	7,257	6,913	5.0%
= Own Load	6,927	7,099	-2.4%	27,722	27,282	1.6%
- Billed Energy (Captive Market)	4,424	4,595	-3.7%	17,986	18,455	-2.5%
Low Voltage Market	3,370	3,415	-1.3%	13,621	13,751	-0.9%
Medium and High Voltage Market	1,054	1,181	-10.7%	4,365	4,704	-7.2%
= Total Loss	2,502	2,504	0.0%	9,736	8,827	10.3%

5.1.3. Energy Loss



In order to improve the results regarding commercial losses, customer service and collection, a number of initiatives were implemented as of August 2019. The Company identified the need to conduct a regional work in view of the specificities of each area. Accordingly, regional management areas were created, including action plans based on the complexity and characteristics of each region. In order to better control field services, each regional area has a Service Management Center (*Centro de Gestão de Serviços*), which monitors inspection field teams in real time, ensuring greater agility and assertiveness in decision making.

Another initiative that aims at improving the management of processes/resources and obtaining productivity gains is the insourcing of labor. The purpose of insourcing is to ensure the performance of activities to combat losses, prioritizing the quality of REN, in order to avoid the occurrence of contingencies and cancellations in the future and ensure a good collection rate and increased incorporation of energy. In December 2019, the Company insourced 100 employees and, in January 2020, the Company hired 200 employees, of a total of approximately 1,000 individuals, focused on combatting energy theft in the low voltage market.

In addition to conventional field activities, we implemented other actions to combat losses, including the following ongoing actions:

(i) formalization and incorporation of energy of customers that had their energy supply cut;

(ii) regularization of clandestine condominiums; and

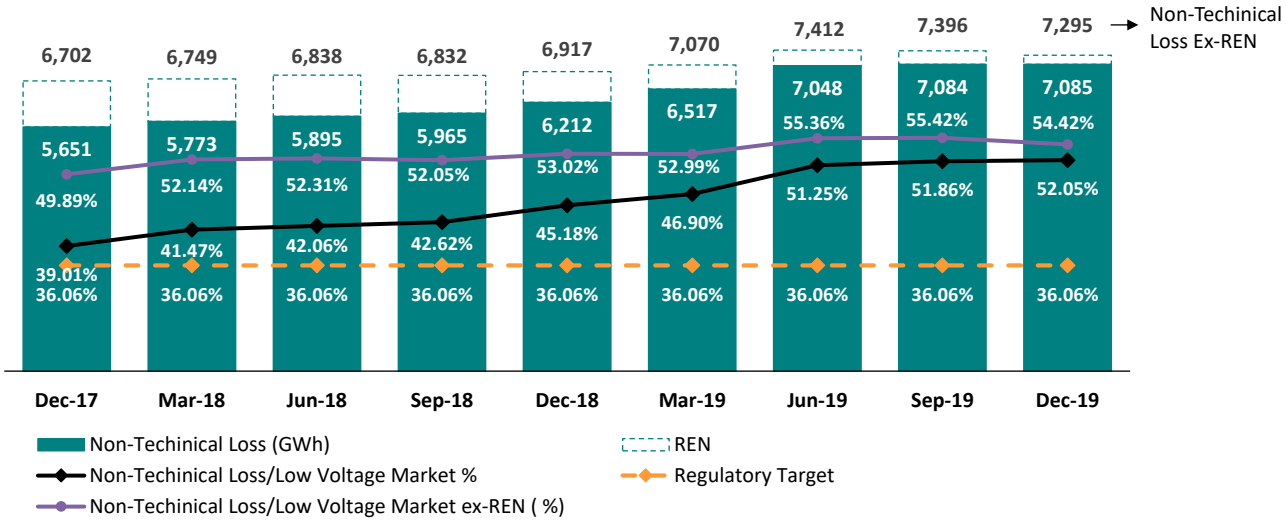
(iii) shielding of the network of customers with a medium purchasing power and high levels of repeated energy theft in possible areas.

Accordingly, total losses stabilized in 4Q19 (moving average for 12 months), totaling 9,736 GWh, compared to 9,737 GWh in 3Q19. At the end of 2019, the total losses on grid load indicator was 26.04%, virtually in line with 25.93% recorded in 3Q19. In 4Q19, excluding REN, total losses (12 months) was 26.60%, representing a 0.16 p.p.

decrease compared to 26.76% in 3Q19. In 4Q19, excluding REN, total losses (12 months) decreased by 105 GWh, more than double the amount recorded in 3Q19 (52 GWh).

The downward trend becomes clearer in view of the non-technical losses excluding REN/low voltage market indicator. Non-technical losses increased by 2.3 p.p. in 1H19, reaching 55.36%. In 2H19, non-technical losses decreased by 0.9 p.p. compared to the previous semester, as set forth in the chart below.

Changes in Non-Technical Losses[6]/Low Voltage Market
12 months



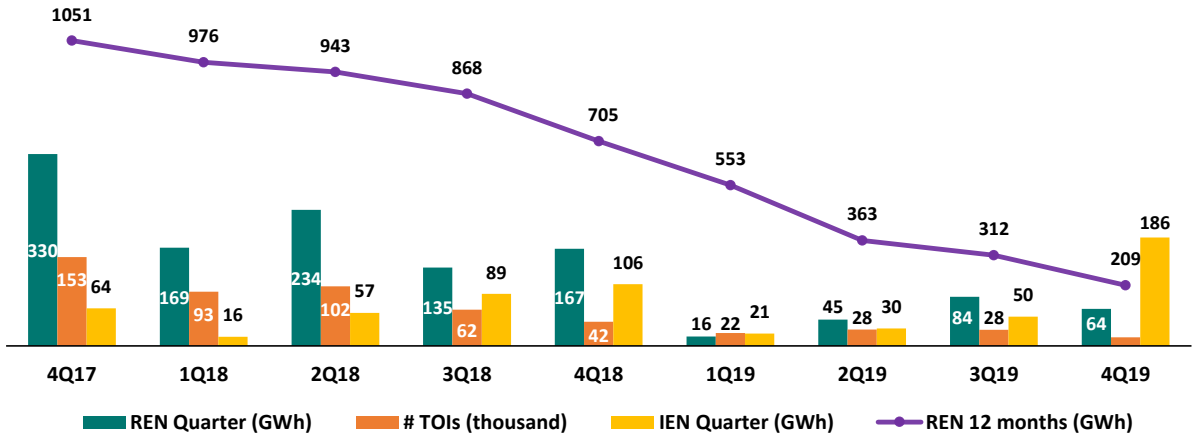
Currently, the Company is 6.42 p.p. above the percentage of regulatory transfer to tariffs, of 19.62%[7], pursuant to the parameters established by Aneel in the Periodic Tariff Adjustment (RTP) of March 2017, adjusted by the reference market for the next 12 months and ratified by Aneel at the time of the tariff adjustment (IRT) in March 2019.

In 4Q19, IEN totaled 186 GWh, representing an increase of 136 GWh compared to 3Q19. This increase is in line with the main pillar of the current plan to combat losses, which is the focus on the incorporation of energy. In 4Q19, the volume of REN decreased by 24.7% compared to 3Q19, totaling 64 GWh.

[6] In 4Q19, we reviewed technical losses for 2019, as a result of the change in the calculation assumption related to the distribution of energy in the circuits of the concessionaire.

[7] Calculated based on loss pass-through levels established by ANEEL in the 4th Periodic Tariff Revision (4th RTP), ratified on March 15, 2017 for the 2017-2022 period, as follows: 6.34% for technical losses on the grid load and 36.06% for non-technical losses on the low voltage market. These percentages may vary during the cycle due to the performance of the low voltage market and the grid load.

Changes in IEN and REN in the Quarter and in the Last 12 Months (GWh) and Number of TOIs (thousands)

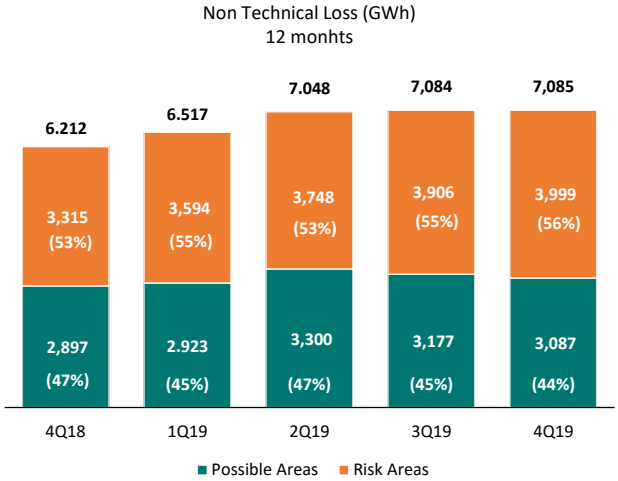


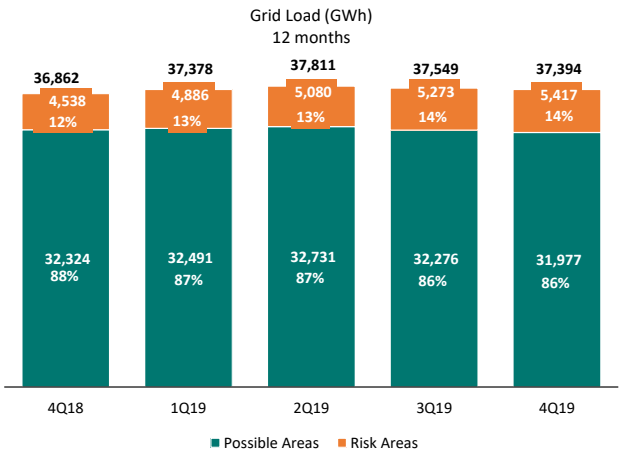
GWh	1Q18	2Q18	3Q18	4Q18	1Q19	2Q19	3Q19	4Q19
Gross REN	214	285	172	210	51	78	114	104
(-) Cancellations*	45	51	37	43	35	33	30	40
(=) Net REN	169	234	135	167	16	45	84	64

*Refers to invoicing cancelations imposed by court decisions.

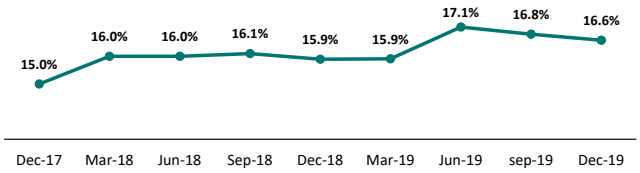
At the end of 4Q19, non-technical losses (12 months) in risk areas accounted for 56% of total non-technical losses, or 3,999 GWh. Metering in these areas will improve upon completion of the installation of border meters, expected to be completed in 1Q20. In 4Q19, in possible areas, non-technical losses totaled 3,087 GWh (44%), representing a decrease of 91 GWh compared to 3Q19. The total loss/grid load indicator (12 months) in these areas slightly decreased, from 16.8% in 3Q19 to 16.6% in 4Q19, due to the initiatives implemented as of August 2019.

It is worth noting that Light maintains a partnership with the Civil Police, through the Delegated Services Protection Police Station (*Delegacia de Defesa dos Serviços Delegados* – DDSD), which frequently provides support to fraud inspections, notably at large customers, recording infractions and imprisoning individuals, which has been widely broadcast in the media. In 2019, 159 infractions were recorded and 47 individuals were imprisoned.

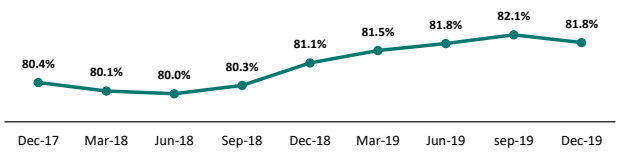




Total Losses / Grid Load – Possible Areas 12 Months

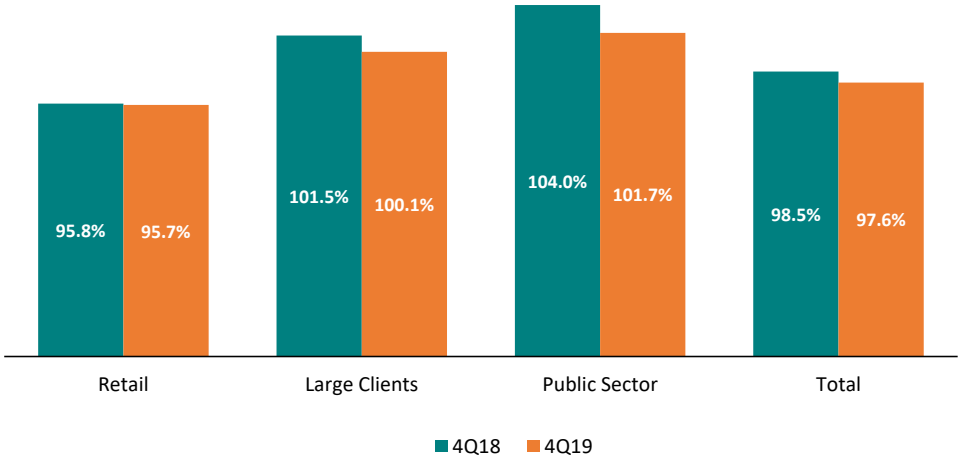


Total Losses / Grid Load – Risk Areas 12 Months



5.1.4. Collection

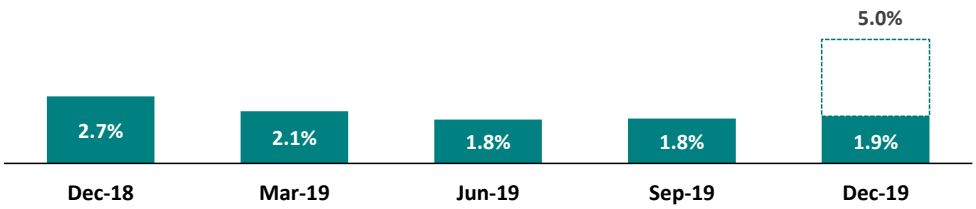
Collection Rate by Segment – 12 months
(Considering REN overdue bills)



In the 12 months ended December 31, 2019, the total moving average collection rate was 97.6%, representing a 0.9 p.p. decrease compared to 98.5% in 4Q18, positively affected by the agreement entered into with the government of the State of Rio de Janeiro in November and December 2018, in the amount of R$110 million, through the offsetting of ICMS amounts payable. The other sectors continue to present a good performance.

In the 12 months ended December 31, 2019, the adjusted PECLD/Gross Revenue ratio was 1.9%, representing a 0.1 p.p. decrease compared to 3Q19 and a 0.8 p.p. decrease compared to 4Q18. Considering the non-recurring effect due to the extraordinary PECLD, the indicator reaches 5.0%.

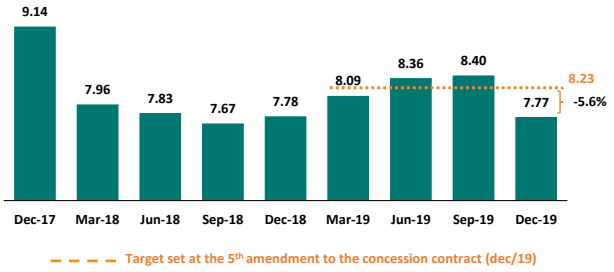
PECLD/Gross Revenue[8]
(Supply – 12 Months)



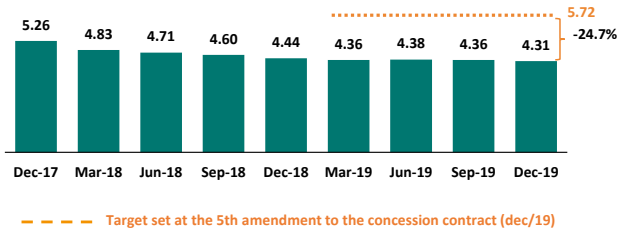
[8] Gross Revenue from the Captive Market + Free Market.

5.1.5. Quality Indicators

DEC (hours)
12 months



FEC (times)
12 months



In December 2019, DEC (12 months) was 7.77 hours, representing a 7.5% decrease compared to September 2019, due to a more assertive conduction of maintenance actions and less severe weather conditions. In December 2019, DEC was 5.6% below the limit established by ANEEL, of 8.23 hours.

In December 2019, FEC (12 months) was 4.31x, representing a 1.1% decrease compared to 3Q19, 24.7% below the limit established by ANEEL in the concession agreement, of 5.72x.

5.2. Financial Performance of Light SESA

Income Statement (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Net Operating Revenue	**2,687**	**2,262**	**18.8%**	**11,186**	**9,673**	**15.6%**
Operating Expense	(3,044)	(2,122)	43.5%	(10,170)	(9,014)	12.8%
Adjusted EBITDA	**(219)**	**292**	**-**	**1,578**	**1,187**	**32.9%**
Recurring EBITDA	**324**	**292**	**10.8%**	**1,035**	**1,187**	**-12.8%**
Financial Result	(249)	(68)	266.8%	744	(544)	-
Result before taxes and interest	(606)	73	-	1,761	116	1413.6%
Income Tax/Social Contribution	201	(22)	-	(606)	(39)	1462.8%
Net Income/Loss	**(405)**	**51**	**-**	**1,154**	**77**	**1399.3%**
Recurring Net Income/Loss	**(46)**	**51**	**-**	**(125)**	**77**	**-**
EBITDA Margin*	-8.2%	12.9%	-21.08 p.p.	14.1%	12.3%	1.84 p.p.

* Does not consider construction revenue

In 4Q19, recurring amounts excluded the extraordinary PECLD and VDP provision. In the aggregate for 2019, we included the amounts related to the favorable decision rendered in a lawsuit excluding ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS in 3Q19, which affected operating revenue and financial result.

5.2.1. Net Revenue of Light SESA[9]

Net Revenue (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Captive Customers and Network Use (TUSD)	2,657	2,220	19.7%	9,798	8,871	10.4%
Non billed Energy	130	32	310.4%	85	(11)	-
Short Term (Spot)	-	9	-	-	9	-
CCRBT Account	4	(5)	-	93	(53)	-
CVA	(163)	(28)	472.8%	(69)	627	-
Others	58	35	64.5%	1,278	230	455.4%
Concession Right of Use	43	13	229.4%	153	147	4.3%
Others Revenues	15	22	-31.1%	1,125	83	1251.8%
Subtotal	**2,687**	**2,262**	18.8%	**11,186**	**9,673**	15.6%
Construction Revenue*	198	194	1.8%	726	661	9.9%
Total	**2,884**	**2,456**	**17.4%**	**11,912**	**10,334**	**15.3%**

* The subsidiary Light SESA book revenues and costs, with zero margin, related to services of construction or improvement in infrastructure used in providing electricity distribution services.

In 4Q19, excluding construction revenue, net revenue increased by 18.8% (R$425 million) compared to 4Q18, including the following highlights:

- an increase of R$437 million in captive and free customers, due to the effect of the tariff increase occurred in March 2019.

- a decrease of R$135 million in CVA in 4Q19, compared to 4Q18, due to a higher amortization of CVA (-R$99 million) and decrease in formation of CVA (-R$35 million) associated with energy purchase items (+ R$134 million) and CDE (-R$176 million).

- an increase of R$30 million in the fair value of the concession indemnifiable asset (VNR), due to the higher variation of IPCA in 4Q19 compared to 4Q18.

In the annual comparison, the increase of R$1,513 million in net revenue is primarily due to the favorable decision recognizing the right to exclude ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS. In 3Q19, the Company recorded a revenue of R$1,086 million regarding the credits to be returned in connection with the period between January 2002 and August 2009. Excluding the non-recurring effect, in 4Q19, net revenue totaled R$10,100 million, representing an increase of R$427 million compared to 4Q18.

[9] On December 10, 2014, the Company entered into the fourth amendment to its distribution concession agreement, pursuant to which the remaining balances of any tariff under-collected amounts or reimbursements at the end of the concession will be added to or deducted from the indemnification amount, allowing the recognition of the balances of these regulatory assets and liabilities.

5.2.2. Costs and Expenses of Light SESA

Costs and Expenses (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Non-Manageable Costs and Expenses	**(1,938)**	**(1,605)**	**20.8%**	**(7,486)**	**(6,924)**	**8.1%**
Energy Purchase Costs	(2,066)	(1,736)	19.0%	(8,061)	(6,790)	18.7%
Costs with Charges and Transmission	(236)	(220)	7.2%	(900)	(951)	-5.4%
PIS/COFINS Credit on purchase	184	172	7.2%	720	638	12.9%
Crédito ICMS sobre compra de Energia	179	179	0.3%	755	179	322.2%
Manageable Costs and Expenses	**(1,106)**	**(517)**	**114.0%**	**(2,684)**	**(2,090)**	**28.5%**
PMSO	(215)	(232)	-7.3%	(861)	(890)	-3.3%
Personnel	(93)	(91)	1.8%	(389)	(365)	6.5%
Material	(5)	(5)	-5.7%	(22)	(21)	5.5%
Outsourced Services	(125)	(140)	-10.5%	(517)	(534)	-3.2%
Others	9	5	68.0%	67	30	121.6%
Provisions - Contingencies	(122)	(64)	88.6%	(394)	(237)	66.0%
VDP Provision	(18)	-	-	(18)	-	-
Provisions - PECLD	(88)	(68)	28.0%	(324)	(435)	-25.4%
Extraordinary PECLD	(525)	-	-	(525)	-	-
Depreciation and Amortization	(133)	(125)	6.5%	(530)	(487)	8.9%
Non Operating Result	(5)	(27)	-80.2%	(32)	(41)	-21.5%
Total costs without Construction Revenue	**(3,044)**	**(2,122)**	**43.5%**	**(10,170)**	**(9,014)**	**12.8%**
Construction Revenue	(198)	(194)	1.8%	(726)	(661)	9.9%
Total Costs	**(3,242)**	**(2,316)**	**40.0%**	**(10,896)**	**(9,675)**	**12.6%**

5.2.2.1. Manageable Costs and Expenses of Light SESA

In 4Q19, manageable costs and expenses totaled R$1,106 million, representing an increase of 114% (R$589 million) compared to 4Q18, due to the non-recurring extraordinary PECLD and VDP provision recorded in the period, in the amount of R$543 million, as described below.

PMSO decreased by 7.3% compared to 4Q18. The main decrease, of 10.5%, was recorded in outsourced services expenses. The Company recorded decreased expenses with tree pruning, reading/delivery of bills and services to combat losses, all resulting from the demobilization of outsourced teams and the introduction of insourced teams. Insourcing increases productivity and the quality of the services we provide, and improves cost control with the management of insourced teams.

In 4Q19, the extraordinary PECLD, in the amount of R$525 million, is due to a thorough reassessment of receivable accounts, in view of the expectation of future receipt of outstanding balances, in line with the new plan to combat losses, following the diagnosis initiated by the new management of the Company, which was completed in 4Q19.

Another non-recurring highlight in the period was the VDP provision, in the amount of R$18.1 million. The VDP was launched in October 2019. Amounts will be realized during 2020 in the personnel line item and the provision will be reversed. As a result, the VDP will not have any accounting effect in 2020.

In 4Q19, recurring PECLD totaled R$88 million, representing a R$20 million increase compared to 4Q18.

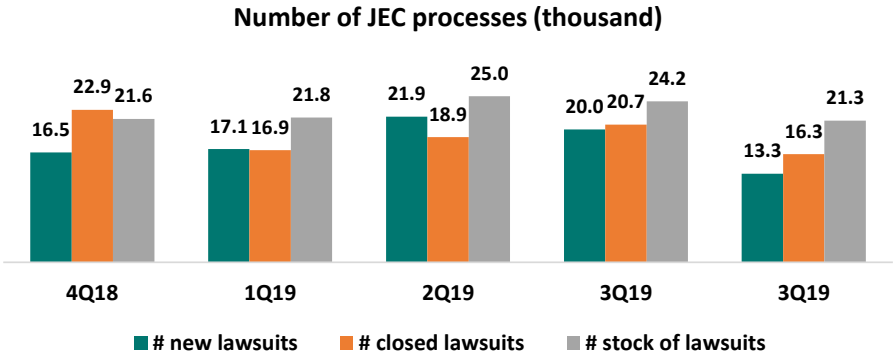
Provisions/contingencies, excluding VDP, increased by R$58 million in the quarterly comparison (4Q19 compared to 4Q18), due to an increase of R$32 million in civil lawsuits and the regulatory fine provision, in the

amount of R$37 million. This regulatory provision is related to the administrative proceeding regarding the commercial inspection conducted in 2017. Notwithstanding this provision, Light continues to discuss with ANEEL a reduction in the amount of the fine, as the proceeding has not been decided yet.

Provisions (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/ 4Q18	2019	2018	% Change 2019/ 2018
JEC	(44)	(43)	2.9%	(191)	(159)	20.1%
Civil	(53)	(21)	149.2%	(143)	(48)	198.1%
Others	(25)	(0)	8628.3%	(60)	(30)	99.8%
Total	**(122)**	**(64)**	**89.1%**	**(394)**	**(237)**	**66.1%**

In 4Q19, provisions for Special Civil Court (*Juizado Especial Cível*) (JEC) proceedings totaled R$44 million, in line with the amount reported in 4Q18. However, in 4Q19, the number of new lawsuits filed with special civil courts decreased by 19.4%, which reflects the improvement in the Company's internal processes in the commercial area. In 4Q19, the number of complaints at the call center and branches, at the Ombudsman and with Aneel decreased by 19.0%, 5.4% and 21.3%, respectively, compared to 4Q18. These are important indicators regarding the filing of lawsuits and, in view of the decrease in complaints, they reassure the initiatives and improvements in our commercial area.

Notwithstanding a 28.8% decrease in the number of closed lawsuits, at the end of 2019, the number of lawsuits filed with Special Civil Courts decreased by 1.4% compared to 2018. This is an important reversal in the upward trend in 1H19, when the number of lawsuits increased by more than 15% compared to the end of 2018. It is noteworthy that the average time to close a lawsuit filed with the Special Civil Court is 4 months.



5.2.2.2. Non-Manageable Costs and Expenses of Light SESA

Non-Manageable Costs and Expenses (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Use of Basic Network and ONS Charges	**(216)**	**(206)**	**5.3%**	**(826)**	**(901)**	**-8.3%**
Connection Charges - Transmission	**(20)**	**(14)**	**35.6%**	**(74)**	**(50)**	**46.8%**
Itaipu	**(294)**	**(277)**	**5.9%**	**(1,164)**	**(1,094)**	**6.4%**
Transported Energy - Itaipu	**(30)**	**(28)**	**4.5%**	**(118)**	**(111)**	**5.8%**
TPP Norte Fluminense	**(619)**	**(578)**	**7.2%**	**(2,438)**	**(1,662)**	**46.7%**
PROINFA	**(40)**	**(37)**	**8.9%**	**(171)**	**(158)**	**8.1%**
Assured energy Quotas	**(177)**	**(160)**	**10.5%**	**(656)**	**(604)**	**8.7%**
Nuclear Quotas	**(55)**	**(54)**	**1.9%**	**(219)**	**(215)**	**1.9%**
Energy auction	**(541)**	**(543)**	**-0.3%**	**(2,054)**	**(2,188)**	**-6.1%**
Contracts by Availabilities	(308)	(333)	-7.4%	(1,191)	(1,338)	-11.0%
Contracts by Quantity	(233)	(210)	11.0%	(863)	(850)	1.5%
Costs with Charges and Transmission	**(310)**	**(59)**	**425.1%**	**(1,240)**	**(757)**	**63.8%**
Sale/ Purchase (Spot)	105	61	72.4%	(75)	657	-
Hydrological Risk	(292)	(124)	135.9%	(672)	(1,126)	-40.3%
Effects of Contracts by Availabilities	(123)	(44)	177.7%	(394)	(337)	16.8%
ESS	(1)	(17)	-93.8%	(11)	(70)	-84.9%
Reserve Power	1	62	-98.9%	(53)	74	-
Other	1	3	-76.9%	(36)	45	-
PIS / COFINS Credit on Purchase	184	172	7.2%	720	638	12.9%
ICMS Credit on Purchase	179	179	0.3%	755	179	322.2%
Total	**(1,938)**	**(1,605)**	**20.8%**	**(7,486)**	**(6,924)**	**8.1%**

In 4Q19, non-manageable costs and expenses totaled R$1,938 million, representing a 20.8% increase compared to 4Q18, primarily due to an increase in average PLD in the Southeast in 4Q19 (R$272.8/MWh) compared to 4Q18 (R$158.2/MWh), increasing payments regarding hydrological risk by R$168 million and increasing payments regarding availability agreements by R$79 million. The increase in these payments was offset by the increase in revenue from sales in the spot market by R$44 million, due to the effect of the PLD.

In 4Q19, energy purchase expenses at Norte Fluminense increased by R$41 million compared to 4Q18, due to the tariff adjustment and the increase of R$19 million in expenses at Itaipu, due to the appreciation of the U.S. dollar.

Additionally, in the end of 4Q19, the volume of contracted energy was virtually in line with that of 4Q18, as the decreases in physical guarantee quotas at Itaipu and in agreements for the purchase of energy in the regulated market (*Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado) (CCEARs*) that expired in 2018 were offset by the execution of new CCEARs.

5.2.3. Variation Offset Account – CVA

Net Regulatory Assets/ Liabilities (R$ MN)	4Q19	3Q19	2Q19	1Q19	4Q18
Regulatory Assets	1,077	1,380	1,486	1,728	2,028
Regulatory Liabilities	(415)	(560)	(754)	(1,002)	(1,318)
Net Regulatory Assets/ Liabilities	**662**	**819**	**732**	**725**	**710**

In the end of 4Q19, the Variation Offset Account – CVA totaled R$662 million, encompassing (i) the remaining balance of CVA and financial items ratified by Aneel and transferred to tariffs in the tariff adjustment of March 2019, which will be invoiced and amortized in subsequent months, and (ii) the formation of CVA not yet

transferred to tariffs, primarily comprised of amounts regarding the period from January to December 2019, which Aneel will take into account in the tariff process of March 2020.

5.2.4. Financial Result of Light SESA

Financial Result (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Financial Revenues	**44**	**56**	**-20.1%**	**1,766**	**493**	**258.4%**
Income from Financial Investments	8	13	-35.6%	39	33	17.1%
Interest on energy accounts and debt installments	21	23	-11.4%	80	117	-31.5%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	5	5	16.7%	20	63	-68.4%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	(0)	-	-	1,460	-	-
Others Financial Revenues	10	15	-31.2%	22	26	-16.7%
Financial Expenses	**(293)**	**(124)**	**137.4%**	**(1,022)**	**(1,038)**	**-1.5%**
Debt Expenses (Local Currency)	(120)	(134)	-10.1%	(448)	(470)	-4.7%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(96)	(47)	103.9%	(228)	(109)	108.7%
Monetary Variation	(20)	(36)	-44.2%	(94)	(80)	18.4%
Exchange Rate Variation	80	120	-33.3%	(69)	(259)	-73.2%
Swap Operations	(97)	(16)	524.9%	-	-	-
Itaipu Exchange Rate Variation	4	8	-49.8%	1	(24)	-
Restatement of provision for contingencies	(5)	2	-	(17)	(6)	201.9%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(3)	(3)	-13.1%	(13)	(12)	2.4%
Interest and Fines on Taxes	(2)	(0)	826.9%	(9)	(12)	-27.4%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.94	0	4	-93.1%	(3)	(0)	698.7%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(35)	(23)	51.1%	(141)	(62)	126.5%
Braslight (Private Pension Fund)	-	-	-	-	(2)	-
Total	**(249)**	**(68)**	**266.8%**	**744**	**(544)**	**-**

In 4Q19, financial result totaled net financial expenses of R$249 million, compared to net financial expenses of R$68 million in 4Q18, primarily due to losses resulting from the market-to-market swap transactions related to debt denominated in foreign currency, in view of the increase in the future curve of interest rates in 4Q19.

Moreover, debt expenses in foreign currency increased by R$49 million in the quarterly comparison, primarily due to the premium paid for the early redemption of 35% of the bonds, equivalent to 7.25% of the repurchased amount.

In the aggregate for 2019, financial result improved due to the financial adjustment of the amount to be returned to Light's consumers as a result of the favorable decision authorizing the exclusion of ICMS from the calculation basis of PIS/COFINS. Excluding this non-recurring and extraordinary item, financial result totaled net financial expenses of R$649 million in 2019, compared to net financial expenses of R$544 million in 2018.

6. Light Energia – Generation

Operating Highlights	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18
Nº of Employees	219	220	-0.5%
Installed capacity (MW)	1,188	1,119	6.2%
Light Energia	873	873	0.1%
Participation*	315	247	27.6%
Assured energy (Average MW)	859	796	7.8%
Light Energia	723	645	12.0%
Participation*	136	151	-10.1%
Pumping and internal losses (Average MW)	116	101	15.3%
Available energy Light Energia (Average MW)	590	530	11.3%

[1] Includes Lajes
* Proportional stake in associates: Renova, Belo Monte, Guanhães and PCH Paracambi.

The Assured Energy of Light Energia increased by 78 MWa in the quarterly comparison due to the seasonality policy adopted by the Company to mitigate the risk of exposure to fluctuations in PLD.

6.1. Operating Performance

6.1.1. Energy Purchases and Sales

Energy Sale (MWm)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Free Contracting Environment Sales	564	558	1.0%	540	543	-0.4%
Spot Sales (CCEE)	11	74	-84.5%	45	44	1.9%
Free Contracting Environment Purchase	135	178	-24.4%	128	134	-4.1%
Spot Purchase (CCEE)	11	2	331.1%	17	18	-7.4%

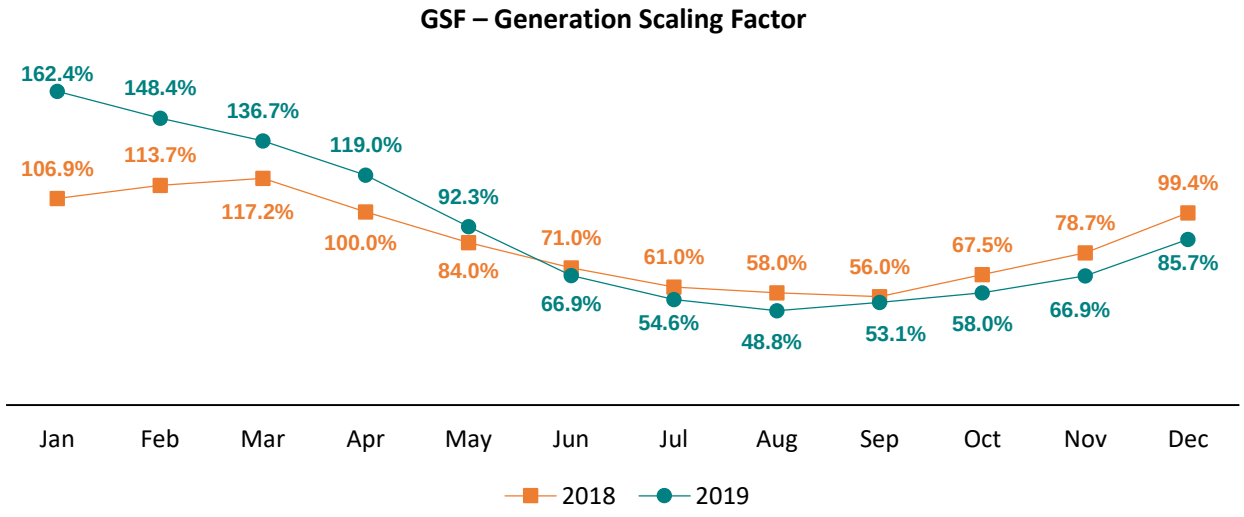
* Values include the plants: Fontes Nova, Nilo Peçanha, Pereira Passos, Ilha dos Pombos, Santa Branca and SHPP Lajes

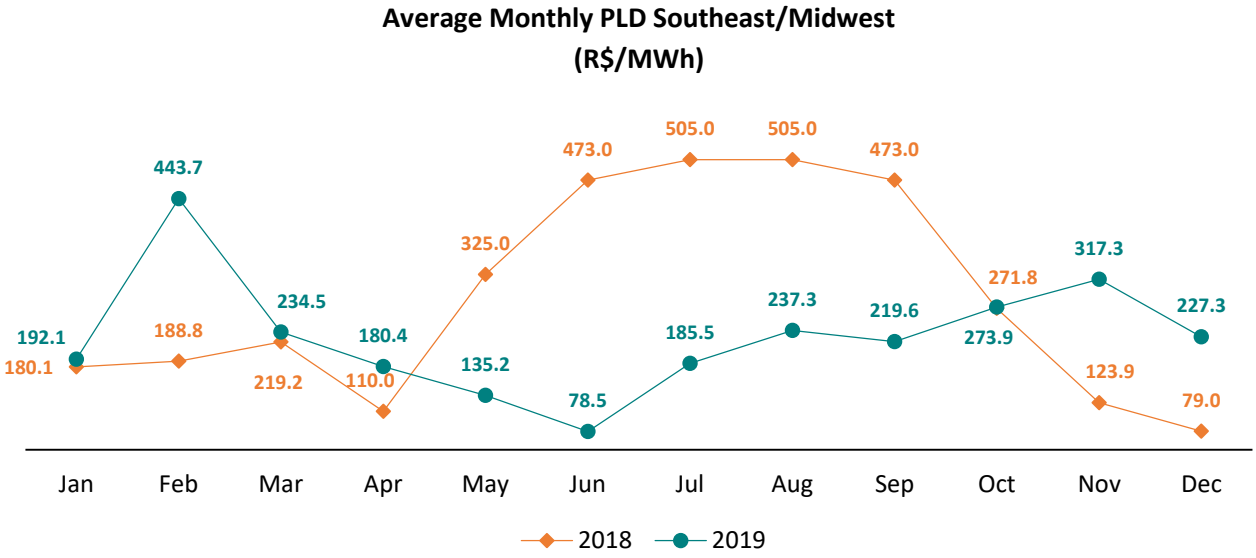
In 4Q19, energy sales in the ACL were virtually in line with those of 4Q18 and energy purchases in the ACL decreased by 43MWa compared to 4Q18, due to the hedging policy of the generation company.

In 4Q19, in the spot market, we purchased energy due to low average GSF (70.2% in 4Q19 compared to 81.9% in 4Q18).

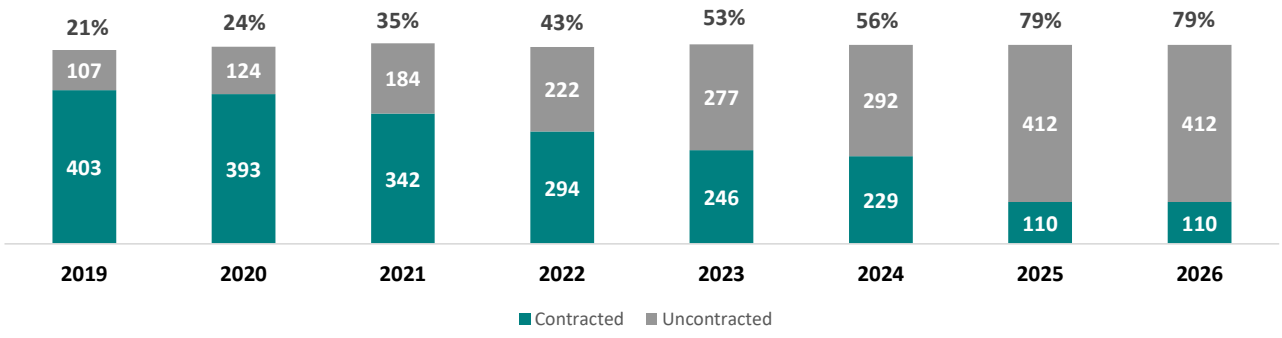
Pursuant to a court decision, Light Energia does not have to make payments relating to any exposure in monthly CCEE settlements, exempting it from making payments in the spot market and protecting its cash flows, even though this cost and revenue are regularly fully recognized in its result. As of December 2019, the outstanding balance of the liabilities for the period between May 2015 and December 2019 totaled approximately R$1.2 billion under trading in the short-term market. On the other hand, the balance of receivables of the Generation Company totaled R$575 million, resulting in net liabilities of R$657 million as of December 2019.

The completion of discussions on Bill 10,985/18 must be taken into account. This bill had already been approved in June 2019 by the Brazilian Congress, including an amendment about another matter that does not concern renegotiation. The Bill returned to the Brazilian Senate solely as a result of this amendment In March 2020, Bill 3,975/19 (new denomination of PL 10,985/18) was approved by the Economic Affairs Committee, going to the Senate plenary session, which cannot present new amendments to the text, but only accept or reject changes. Subsequently, the PL will be sent to the Presidency for sanction. Then Aneel must regulate the matter as provided for in the Law.





6.1.2. Level of Energy Contracted (Light Energia + Light Com)



6.2. Financial Performance of Light Energia

Income Statement (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Net Operating Revenue	**320**	**288**	**11.0%**	**1,098**	**1,118**	**-1.8%**
Operating Expense	(224)	(219)	2.4%	(613)	(787)	-22.2%
Adjusted EBITDA	**109**	**83**	**31.2%**	**542**	**383**	**41.5%**
Recurring EBITDA	**112**	**83**	**34.7%**	**545**	**383**	**42.2%**
Financial Result	(67)	6	-	(75)	(123)	-39.0%
Result before taxes and Equity Income	29	74	-60.9%	410	210	95.1%
Income Tax/Social Contribution	35	(22)	-	(88)	(60)	46.1%
Equity Income	0	(25)	-	5	(112)	-
Net Income/Loss	**63**	**28**	122.4%	**327**	**36**	**815.9%**
Recurring Net Income/Loss	**23**	**28**	-18.1%	**287**	**36**	**703.9%**
EBITDA Margin	34.1%	28.9%	5.24 p.p.	49.4%	34.3%	15.10 p.p.

6.2.1. Net Revenue, Costs and Expenses of Light Energia

Net Revenue (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Generation Sale (ACL)	204	192	6.7%	815	756	7.7%
Short-Term	113	94	20.0%	273	353	-22.6%
Others	2	2	9.9%	10	9	6.8%
Total	**320**	**288**	**11.0%**	**1,098**	**1,118**	**-1.8%**

Operating Costs and Expenses (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Personnel	(6)	(6)	-11.7%	(25)	(24)	3.8%
Material and Outsourced Services	(6)	(3)	89.0%	(18)	(15)	17.9%
Purchased Energy / CUSD / CUST	(195)	(192)	1.8%	(506)	(687)	-26.2%
Depreciation	(14)	(13)	5.9%	(57)	(54)	4.6%
Non Operating Result	0	(1)	-	(0)	2	-
Others (includes provisions)	(4)	(3)	9.9%	(7)	(10)	-27.8%
Total	**(224)**	**(219)**	**2.4%**	**(613)**	**(787)**	**-22.2%**

In 4Q19, net revenue increased by 11% (R$32 million) compared to the same period in the previous year, primarily due to the increase in sales in the spot market[10] (R$19 million), as a result of a higher average PLD in the Southeast and Midwest regions (R$272.8/MWh in 4Q19 compared to R$158.2/MWh in 4Q18).

In 4Q19, costs and expenses remained virtually in line with that of 4Q18. In 2019, costs and expenses decreased by 22.2% due to lower energy purchase expenses, as a result of the trading strategy of the Company.

[10] For purposes of recording with the CCEE, GSF=1 is used as reference at the monthly closing. In the subsequent month, CCEE informs the required adjustment in revenue, based on the actual GSF assessed.

6.2.2. Financial Result of Light Energia

Financial Result (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Financial Revenues	**7.5**	**22.1**	**-66.2%**	**97.9**	**135.8**	**-27.9%**
Income from Financial Investments	7.3	8.5	-13.6%	36.1	26.8	34.3%
Swap Operations	-	13.3	-	61.2	105.1	-41.8%
Others Financial Revenues	0.1	0.3	-58.2%	0.6	0.5	30.7%
Financial Expenses	**(74.3)**	**(15.7)**	**373.1%**	**(173.2)**	**(261.6)**	**-33.8%**
Debt Expenses (Local Currency)	(0.9)	(5.9)	-84.4%	(15.5)	(54.4)	-71.6%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(46.2)	(12.4)	273.3%	(94.5)	(41.3)	128.8%
Exchange Rate Variation	41.1	28.4	44.6%	(12.9)	(91.5)	-85.9%
Restatement of provision for contingencies	(0.1)	(0.0)	1228.6%	(0.1)	(0.1)	164.8%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(0.2)	(0.2)	-5.5%	(0.7)	(0.6)	11.8%
Interest and Fines on Taxes	(0.0)	-	-	0.0	(0.6)	-
Restatement of GSF	(11.5)	(17.2)	-33.5%	(39.5)	(62.4)	-36.7%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(1.4)	(8.4)	-83.8%	(10.0)	(10.5)	-4.6%
Total	**(66.8)**	**6.4**	**-**	**(75.3)**	**(123.0)**	**-38.8%**

In 4Q19, net financial expenses totaled R$67 million, compared to net financial income of R$6 million in 4Q18, due to losses resulting from the market-to-market swap transactions related to debt denominated in foreign currency, in view of the increase in the future curve of interest rates in 4Q19.

Moreover, foreign debt charges increased by R$34 million in the quarterly comparison, due to the premium paid for the early redemption of 35% of the bonds, equivalent to 7.25% of the repurchased amount.

6.2.3. Net Income (Loss) of Light Energia

Net Income/Loss (R$MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Light Energia (without Stakes)	**63**	**53**	**19.3%**	**322**	**148**	**117.9%**
Guanhães - Equity Income	-	26	-	5	23	-79.1%
Renova Energia -Equity Income	-	(50)	-	-	(135)	-
Net Result	**63**	**28**	**122.4%**	**327**	**36**	**816.8%**

In 4Q19, Light Energia's net income totaled R$63 million, representing an increase of R$35 million compared to 4Q18. It is noteworthy that, in the period, Light Energia was not affected by equity income.

7. Light Com – Trading

7.1. Operating Performance

Operating Highlights	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Volume Sold - MWm	689	804	-14.3%	665	793	-16.2%
Average Selling Price (Net of Taxes) - R$/MWh	190.6	205.9	-7.4%	192.8	193.8	-0.5%

In 4Q19, sales volume decreased by 14.3% compared to 4Q18, due to the expiration of certain long-term agreements entered into with end consumers. Short-term transactions also decreased due to decreased market liquidity.

In 4Q19, average sales price decreased by 7.4% compared to 4Q18, due to the decrease in the volume of short-term transactions.

7.2. Financial Performance

Income Statement (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Net Operating Revenue	**290**	**365**	**-20.6%**	**1,123**	**1,346**	**-16.6%**
Energy Supply	290	365	-20.6%	1,100	1,346	-18.2%
Others	0	0	-20.8%	23	1	3059.4%
Operating Expenses	(256)	(308)	-16.8%	(1,248)	(1,219)	2.4%
Personnel	(1)	(1)	9.5%	(4)	(4)	3.9%
Material and Outsourced Services	(0)	(0)	60.6%	(0)	(0)	110.6%
Others	(0)	(0)	21.3%	(1)	(1)	31.3%
Purchased Energy	(255)	(307)	-16.9%	(965)	(1,214)	-20.5%
Provisions - PECLD Renova	-	-	-	(278)	-	-
Adjusted EBITDA	**33**	**57**	**-41.2%**	**(126)**	**127**	**-**
EBITDA Margin	11.5%	15.6%	-4.05 p.p.	-11.2%	9.5%	-20.63 p.p.
Recurring EBITDA	**33**	**57**	**-41.2%**	**130**	**127**	**2.2%**
Recurring EBITDA Margin	11.5%	15.6%	-4.05 p.p.	11.8%	9.5%	2.37 p.p.
Financial Result	1	3	-64.8%	28	14	100.2%
Financial Revenue	1	3	-63.5%	30	16	90.3%
Financial Expense	(0)	(0)	-27.6%	(2)	(2)	0.6%
Result Before Taxes and Interests	35	60	-42.5%	(97)	141	-
Net Income/Loss	**23**	**40**	**-42.8%**	**(64)**	**93**	**-**

In 4Q19, EBITDA of the Trading Company totaled R$33 million, representing a decrease of R$24 million compared to 4Q18, when we recorded an extraordinary revenue from a relevant customer, in the amount of R$43,7 million.

In the aggregate for 2019, EBITDA totaled a negative amount of R$126 million, due to the provision for losses regarding advances on energy bills and operating indemnification in favor of Renova, whose economic and financial conditions deteriorated in 3Q19. Excluding this effect, recurring EBITDA for 2019 totaled R$130 million, representing an increase of R$3 million compared to 2018, without considering the extraordinary revenue recognized in 4Q18.

8. Indebtedness

8.1. Light S.A.

R$ Million	Cost	Current	%	Non Current	%	Total	%
Light SESA		**1,309**	**100.0%**	**6,504**	**100.0%**	**7,814**	**100.0%**
Domestic Currency		**1,269**	**96.9%**	**5,123**	**78.8%**	**6,392**	**81.8%**
Debentures 8th Issuance	CDI + 1,18%	39	3.0%	235	3.6%	274	3.5%
Debentures 9th Issuance - Serie A	CDI + 1,15%	250	19.1%	250	3.8%	500	6.4%
Debentures 9th Issuance - Serie B	IPCA + 5,74%	213	16.3%	639	9.8%	853	10.9%
Debentures 10th Issuance	115% CDI	250	19.1%	-	0.0%	250	3.2%
Debentures 12ª Issuance 3	IPCA + 9,09%	58	4.4%	-	0.0%	58	0.7%
Debentures 13ª Issuance	IPCA + 7,44%	-	0.0%	496	7.6%	496	6.4%
Debentures 15ª Issuance 1	IPCA + 6,83%	-	0.0%	560	8.6%	560	7.2%
Debentures 15ª Issuance 2	CDI + 2,20%	-	0.0%	160	2.5%	160	2.0%
Debentures 16ª Issuance 1	CDI + 0,90%	-	0.0%	133	2.0%	133	1.7%
Debentures 16ª Issuance 2	CDI + 1,25%	-	0.0%	423	6.5%	423	5.4%
Debentures 16ª Issuance 3	CDI + 1,35%	-	0.0%	63	1.0%	63	0.8%
Debentures 17ª Issuance 1	CDI + 1,50%	-	0.0%	500	7.7%	500	6.4%
Debentures 17ª Issuance 2	CDI + 1,75%	-	0.0%	50	0.8%	50	0.6%
Debentures 17ª Issuance 4	IPCA + 5,25%	-	0.0%	150	2.3%	150	1.9%
Promissory notes - 5ª PN Sesa	CDI + 1,25%	100	7.6%	200	3.1%	300	3.8%
CCB Bradesco	CDI + 3,50%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
CCB IBM 2017	CDI + 3,84%	4	0.3%	-	0.0%	4	0.1%
CCB IBM 2019	CDI	1	0.0%	0	0.0%	1	0.0%
Leasing IBM	CDI	0	0.0%	-	0.0%	0	0.0%
BNDES (CAPEX) TJLP **	TJLP + 3,52%	34	2.6%	8	0.1%	42	0.5%
BNDES (CAPEX) SELIC **	Selic + 3,08%	22	1.7%	6	0.1%	28	0.4%
BNDES (CAPEX) TLP **	IPCA + 6,14%	42	3.2%	225	3.5%	267	3.4%
BNDES (CAPEX) Prefixed **	6.00%	14	1.1%	51	0.8%	65	0.8%
BNDES Olimpíadas TJLP **	TJLP + 2,89%	14	1.0%	5	0.1%	19	0.2%
BNDES Olimpíadas SELIC **	SELIC + 2,58%	5	0.4%	2	0.0%	7	0.1%
BNDES Olimpíadas Prefixed **	3.50%	**2**	**0.1%**	**5**	**0.1%**	**6**	**0.1%**
FINEP - Innovation and Research	4.00%	23	1.8%	33	0.5%	56	0.7%
FIDC 2018 Série A	CDI + 1,20%	173	13.2%	747	11.5%	919	11.8%
FIDC 2018 Série B	IPCA + 5,75%	85	6.5%	296	4.6%	381	4.9%
Others	-	(60)	-4.6%	(114)	-1.7%	(174)	-2.2%
Foreign Currency		**40**	**3.1%**	**1,381**	**21.2%**	**1,421**	**18.2%**
Tesouro Nacional	64,05% CDI	-	0.0%	23	0.4%	23	0.3%
Citibank	CDI + 1,50%	40	3.1%	322	5.0%	363	4.6%
Notes Units	142,79% CDI	-	0.0%	1,048	16.1%	1,048	13.4%
Others		-	0.0%	(13)	-0.2%	(13)	-0.2%
Light Energia		**6**	**100.0%**	**875**	**100.0%**	**881**	**100.0%**
Domestic Currency		**6**	**100.0%**	**35**	**3.9%**	**41**	**4.6%**
Debentures 3rd Issuance	CDI + 1,18%	3	39.5%	15	1.7%	18	2.0%
Debentures 6th Issuance	CDI + 3,50%	-	0.0%	-	-	-	0.0%
BNDES Lajes	TJLP + 2,95%	4	60.9%	20	0	24	2.7%
Foreign Currency		-	0.0%	840	1	840	95.4%
Citibank	CDI + 1,30%	-	0.0%	322	0	322	36.6%
Notes Units	143,01% CDI	-	0.0%	524	1	524	59.5%
Others	-	-	0.0%	(6)	(0)	(6)	-0.7%
Light Conecta		**1**	**100.0%**	**0**	**100.0%**	**1**	**100.0%**
BNDES - Conecta (Domestic Currenc	TJLP + 0,53%	1	100%	0	100%	1	100%
Total		**1,316**		**7,379**		**8,695**	

R$ MM	Light SESA	Light Energia	Conecta	Others Light S.A.	Light S.A. 4Q19	Light S.A. 3Q19	Δ %
Domestic Currency	6,392	41	1	**-**	6,434	5,868	9.6%
Foreign Currency	1,421	840	**-**	**-**	2,261	3,203	-29.4%
Loans and Financing	3,415	864	1	-	4,280	5,348	-20.0%
Debentures	4,399	17	-	-	4,416	3,723	18.6%
Interest	64	7	0	-	71	195	-63.5%
Swap Operations	-230	-108	-	-	-338	(673)	-49.7%
Gross Debt	**7,647**	**780**	**1**	**-**	**8,428**	**8,593**	**-1.9%**
Cash and Cash Equivalents	881	680	10	107	1,678	2,052	-18.2%
Net Debt	**6,766**	**100**	**-9**	**-107**	**6,750**	**6,541**	**3.2%**

In 4Q19, the Company's consolidated net debt totaled R$6,750 million, representing a 3.2% increase compared to 3Q19. However, in 4Q19, gross debt decreased by 1.9% compared to 3Q19, due to several transactions entered into in the period, including:

I. Early redemption of 35% of the bonds issued by Light Sesa and Light Energia, in an amount equivalent to USD210 million, of which USD140 million corresponded to Light SESA and USD70 million corresponded to Light Energia. The remaining balance of the bonds, in the amount of USD390 million, will mature in May 2023, as originally established, with redemption options exercisable as of May 2021.

II. Settlement of the 17th issuance of debentures of Light Sesa, with restricted placement efforts, pursuant to CVM Instruction 476/09, in the total amount of R$700 million, subscribed for as set forth in the table below:

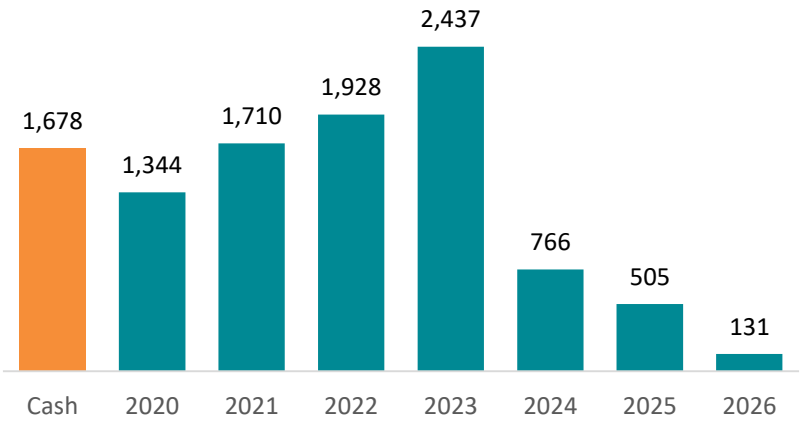
Series	Number	Amount	Interest	Maturity
1st	500,400	R$500,400,000.00	CDI + 1.50% p.a.	3 years
2nd	50,000	R$50,000,000.00	CDI + 1.75% p.a.	5 years
3rd	149,600	R$149,600,000.00	IPCA + 5.25% p.a.	7 years

III. Early amortization of the entire outstanding balance of the 2015/16 Capex financing agreement entered into by Light Sesa with BNDES, in the amount of R$292.6 million. This agreement originally matured in March 2023 and provided for tranches accruing interest at the SELIC rate + 4.08% p.a. and TJLP + 3.74% p.a.

IV. Settlement of the 5th issuance of promissory notes of Light Sesa, in the total amount of R$300 million, subscribed for as set forth in the table below:

Series	Number	Amount	Interest	Maturity
1st	100	R$100,000,000.00	CDI + 1.25% p.a.	1 year
2nd	100	R$100,000,000.00	CDI + 1.25% p.a.	2 years
3rd	100	R$100,000,000.00	CDI + 1.25% p.a.	3 years

Amortization of Loans and Financing and Debentures (R$ MN)
Average Maturity: 2.7 years

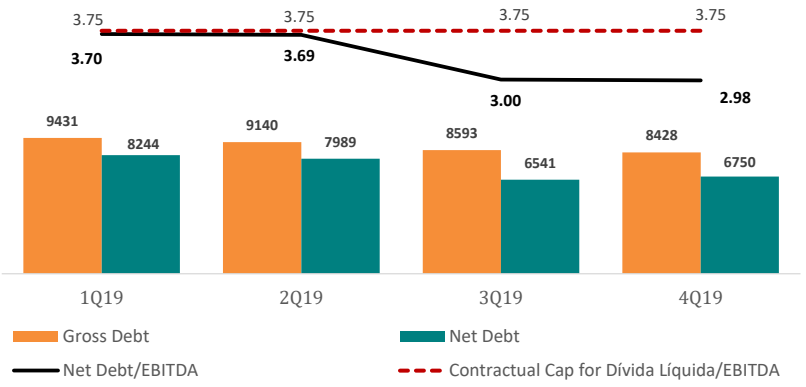


At the end of 4Q19, the Net Debt/EBITDA ratio was 2.98x, in line with 3Q19 (3.00x). The calculation of EBITDA for covenants excluded non-recurring revenue in 3Q19 of R$1,086 million, as set forth in the table below.

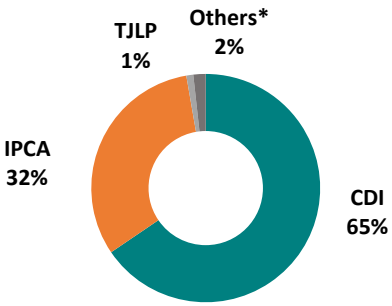
It is important to highlight that the contractual maximum covenant limit is 3.75x under most agreements.

At the end of 4Q19, EBITDA/Interest ratio was 3.38x, above the minimum contractual limit of 2.0x under most agreements.

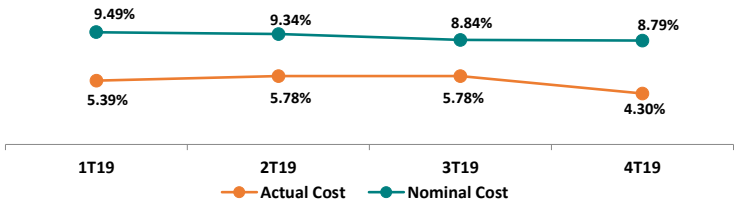
Consolidated Gross and Net Debt (R$ MM)



Debt Indices[1]



Debt Service Costs



[1]Considering Hedge
* Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and U.S. dollar exchange rate variation.

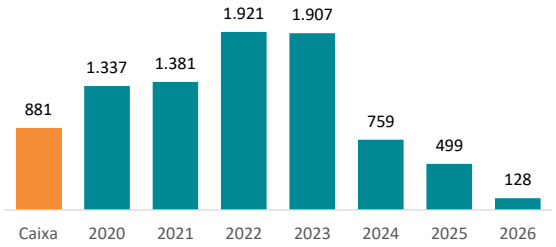
Covenants Multiple - R$ MN		dec/19	sep/19	jun/19	mar/19	dec/18
Loans and Financing	+	4,334	5,417	5,293	5,367	5,561
Loans and Financing Cost	-	(55)	(68)	(72)	-	-
Interest related to Loans and Financing	+	28	88	39	88	62
Debentures	+	4,487	3,788	4,265	4,137	4,356
Debentures Cost	-	(71)	(65)	(74)	-	-
Interest related to Debentures	+	43	107	59	99	49
Swap Operations	+	(338)	(673)	(369)	(260)	(328)
Gross Debt	=	**8,428**	**8,593**	**9,140**	**9,431**	**9,701**
Cash	-	1,678	2,052	1,151	1,187	1,684
Net Debt (a)	=	**6,750**	**6,541**	**7,989**	**8,244**	**8,017**
EBITDA CVM (12 months)		**1,875**	**2,358**	**1,524**	**1,645**	**1,507**
Equity Income (12 months)	-	(38)	(31)	(128)	(59)	(85)
Provision (12 months)	-	(1,540)	(919)	(597)	(627)	(674)
Other Operational Revenues/Expenses (12 months)	-	(49)	(85)	(73)	(82)	(91)
Regulatory Assets and Liabilities (12 months)	+	(153)	(124)	(155)	(185)	(147)
Other Revenue -PIS/COFINS credit		1,086	1,086	-	-	-
EBITDA for Covenants (12 months) (b)	=	**2,262**	**2,183**	**2,167**	**2,229**	**2,211**
Interests (c)		**669**	**699**	**726**	**718**	**697**
Net Debt/EBITDA for Covenants (a/b)		**2.98**	**3.00**	**3.69**	**3.70**	**3.63**
Contractual Cap for Dívida Líquida/EBITDA		3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
EBITDA for Covenants/Interest (b/c)		**3.38**	**3.12**	**2.99**	**3.10**	**3.17**
Contractual Lower Limit for EBITDA/Juros		2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

Ratings	Grade		Date
	National	Foreign	
Fitch	A+	BB-	07/16/2019
Standard & Poors	AA+	-	07/15/2019
Moody's	A2.br	Ba3	09/04/2019

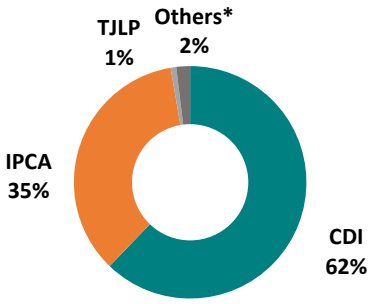
8.2. Debt Breakdown

Light SESA

Amortization[1] (R$ MN)
Average Maturity: 2.7 years

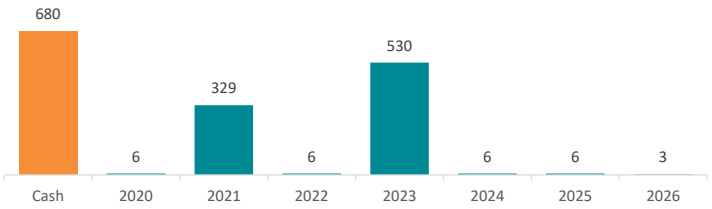


Debt Indices[2]

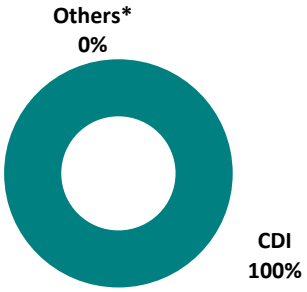


Light Energia

Amortization[1] (R$ MN)
Average Maturity: 2.7 years



Debt Indices [2]



[1] Principal of loans and financing and debentures.
[2] Considering Hedge.
* Equivalent to the sum of fixed cost, Libor and the U.S. dollar exchange rate variation.

9. Consolidated Investment

Capex (R$ MM)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Distribution	211	213	-1.0%	733	660	11.0%
Engineering	135	147	-8.1%	504	436	15.6%
Commercial	76	66	14.9%	229	224	2.2%
Non-electrical Assets	36	37	-1.6%	82	83	-1.2%
Generation	35	28	25.2%	69	55	25.9%
Total	**282**	**278**	**1.6%**	**885**	**799**	**10.8%**
Capital Contribution	**4**	**11**	**-60.2%**	**54**	**92**	**-40.9%**
Belo Monte	0	0	-95.2%	0	24	-99.8%
Itaocara	1	1	-38.9%	24	5	385.3%
Guanhães	-	9	-	21	62	-67.0%
Axxiom	3	-	-	9	-	-
Total Capex (includes transfers to subsidiaries)	**287**	**289**	**-0.8%**	**939**	**890**	**5.5%**

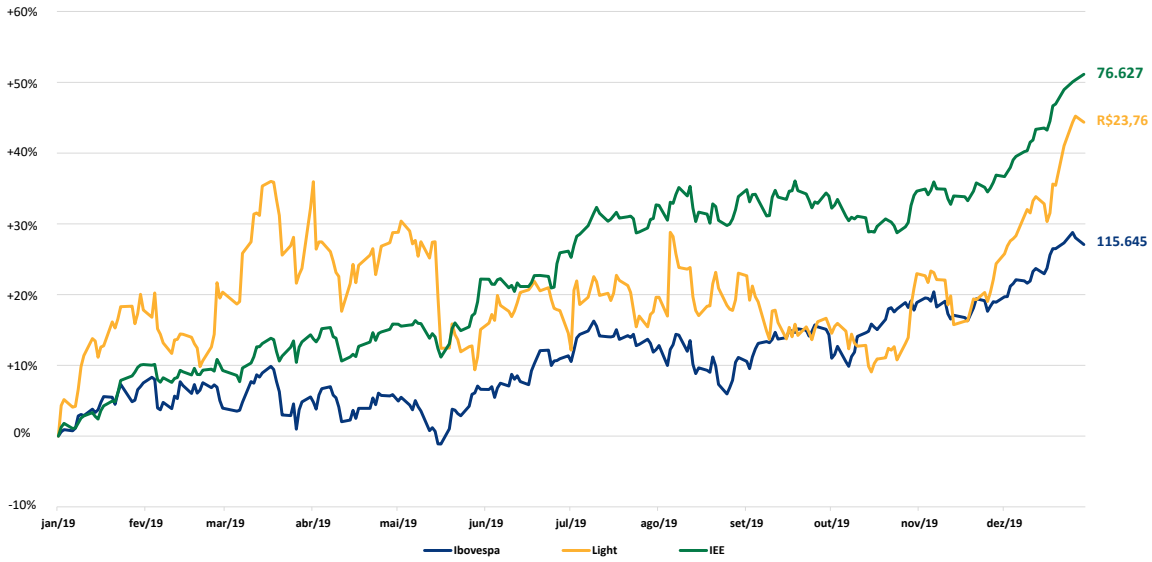
The Company's consolidated capital expenditure, excluding contributions, increased by 1.6% in 4Q19 compared to 4Q18. We highlight the increase of R$10 million in the commercial line item, due to the intensification of inspections and regularization of low voltage customers and the increase in the number of energy cuts and reconnections. In 4Q19, we also highlight the increase of R$7 million in Capex of Light Energia, as a result of the modernization of the pumping stations of Santa Cecília and Vigário plants.

10. Capital Markets

Light S.A.'s shares (LIGT3) were priced at R$23.76 at the end of December 2019. At the end of 4Q19, the Company's market value was R$7.2 billion.

Performance of Light's shares vs. Ibovespa vs. IEE

On a 100 basis on January 2, 2019



Market Information	4Q19	4Q18
Volume Average - LIGT3 (R$ MN)	47.0	26.2
Shares Average - LIGT3 (R$ / share)	20.06	15.80
ADTV 90 days (R$ MN)	44.1	22.8
Price Change - LIGT3	24.9%	32.3%
Price Change - IEE	12.9%	27.6%
Price Change - IBOV	11.1%	11.8%

ANNEX I – Generation Projects

Current Generation Park					
Existing Power Plants	Installed Capacity (MW)[1]	Assured Energy (MWm)[1]	Operation Start	Concession / Authorization Expiration Date	Light's stake
Fontes Nova	132	99	1940	2026	100%
Nilo Peçanha	380	334	1953	2026	100%
Pereira Passos	100	49	1962	2026	100%
Ilha dos Pombos	187	109	1924	2026	100%
Santa Branca	56	30	1999	2026	100%
Elevatórias	-	(101)	-	-	-
SHPP Lajes	18	17	2018	2026	100%
SHPP Paracambi	13	10	2012	2031	51%
Belo Monte	280	114	2016	2045	2.49%
Guanhães	22	12	2018	2047	51%
Total	**1188**	**672**	**-**	**-**	**-**

[1]Light's proportional stake

ANNEX II – CVM EBITDA Reconciliation

CVM EBITDA (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Net Operating Revenue (A)	**(366)**	**92**	**-**	**1,328**	**166**	**700.9%**
Social Contributions & Income Tax (B)	42	(40)	-	(96)	(82)	18.0%
Deferred Income Tax (C)	182	(25)	-	(565)	(64)	781.3%
EBT (A - (B + C))	**(591)**	**157**	**-**	**1,989**	**311**	**538.7%**
Depreciation (D)	(147)	(138)	6.5%	(587)	(545)	7.8%
Financial Expenses Revenue (E)	(314)	(58)	440.1%	702	(651)	-
CVM EBITDA ((A) - (B) - (C) - (D) - (E))	**(130)**	**354**	**-**	**1,875**	**1,507**	**24.4%**

ANNEX III – Income Statement

Light SESA

Income Statement (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Operating Revenues	**4,560**	**4,495**	**1.4%**	**19,399**	**18,188**	**6.7%**
Electricity Sales	3,906	3,791	3.0%	**15,178**	14,804	2.5%
CVA	(163)	(28)	472.8%	(69)	627	-
Construction Revenues	198	194	1.8%	726	661	9.9%
Other Revenues - PIS/COFINS credits	-	-	-	-	-	-
Other Revenues	619	539	14.8%	2,477	2,097	18.1%
Deductions From Operating Revenues	(1,675)	(2,039)	-17.8%	(7,487)	(7,854)	-4.7%
Net Operating Revenues	**2,884**	**2,456**	**17.4%**	**11,912**	**10,334**	**15.3%**
Electricity Costs	(2,136)	(1,799)	18.7%	(8,212)	(7,585)	8.3%
Operating Expenses	(967)	(365)	165.3%	(2,122)	(1,562)	35.9%
Personnel	(93)	(91)	1.8%	(389)	(365)	6.5%
Material	(5)	(5)	-5.7%	(22)	(21)	5.5%
Third party services	(125)	(140)	-10.5%	(517)	(534)	-3.2%
Provisions	(752)	(133)	466.2%	(1,261)	(672)	87.7%
Others	9	5	68.0%	67	30	121.6%
Adjusted EBITDA	**(219)**	**292**	**-**	**1,578**	**1,187**	**32.9%**
Depreciation and amortization	(133)	(125)	6.5%	(530)	(487)	8.9%
Other operating revenues/expenses	(5)	(27)	-80.2%	(32)	(41)	-21.5%
Operating Income	(357)	141	-	1,016	659	54.1%
Net Financial Result	(249)	(68)	266.8%	744	(544)	-
Financial Revenues	44	56	-20.1%	1,766	493	258.4%
Financial Expenses	(293)	(124)	137.4%	(1,022)	(1,038)	-1.5%
Income before tax	(606)	73	-	1,761	116	1413.6%
Income Tax / Social Contribution	-	(2)	-	2	(2)	-
Deferred Taxes	201	(20)	-	(608)	(37)	1540.1%
Net Income	**(405)**	**51**	**-**	**1,154**	**77**	**1399.3%**

Light Energia

Income Statement (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Operating Revenues	**357**	**323**	**10.5%**	**1,239**	**1,255**	**-1.3%**
Energy supply - Energy sales	228	216	5.7%	921	852	8.1%
Energy supply - Spot	126	105	20.3%	307	393	-22.0%
Others - TUSD	2	3	-6.6%	10	9	10.0%
Others	0	(0)	-	2	2	-7.7%
Deductions from Operating Revenues	(37)	(35)	5.8%	(141)	(137)	2.9%
Net Operating Revenues	**320**	**288**	**11.0%**	**1,098**	**1,118**	**-1.8%**
Electricity Costs	(195)	(192)	1.8%	(506)	(687)	-26.2%
Operating Expenses	(15)	(13)	19.1%	(50)	(49)	1.9%
Personnel	(6)	(6)	-11.7%	(25)	(24)	3.8%
Material	(0)	(0)	14.7%	(1)	(1)	30.0%
Third party services	(6)	(3)	95.9%	(17)	(14)	17.3%
Provisions	(3)	(1)	102.4%	(1)	(2)	-61.6%
Others	(1)	(2)	-42.3%	(6)	(8)	-18.8%
Adjusted EBITDA	**109**	**83**	**31.2%**	**542**	**383**	**41.5%**
Depreciation and amortization	(14)	(13)	5.9%	(57)	(54)	4.6%
Other operating revenues/expenses	0	(1)	-	(0)	2	-
Operating income	95	69	38.7%	485	331	46.5%
Equity Income	0	(25)	-	5	(112)	-
Net Financial Result	(67)	6	-	(75)	(123)	-39.0%
Financial Revenues	7	22	-66.2%	98	136	-27.9%
Financial Expenses	(74)	(16)	373.1%	(173)	(262)	-33.8%
Income before Tax	29	51	-43.5%	415	96	333.2%
Income Tax / Social Contribution	(7)	(19)	-62.7%	(98)	(31)	215.5%
Deferred Taxes	42	(4)	-	10	(29)	-
Net Income	**63**	**28**	**122.4%**	**327**	**36**	**815.9%**

ANNEX IV – Statement of Financial Result

Light S.A.

Financial Result (R$ MN)	4Q19	4Q18	% Change 4Q19/4Q18	2019	2018	% Change 2019/2018
Financial Revenues	**54**	**68**	**-20.5%**	**1,901**	**646**	**194.5%**
Income from Financial Investments	17	23	-25.4%	80	63	26.8%
Swap Operations	-	-	-	206	355	-42.1%
Moratory Increase / Debts Penalty	21	23	-11.4%	80	117	-31.5%
Restatement of Sector's Assets and Liabilities	5	5	16.7%	21	63	-67.0%
Restatement of ICMS calculation basis of PIS/COFINS	(0)	-	-	1,461	-	-
Others Financial Revenues	11	18	-35.5%	53	46	14.7%
Financial Expenses	**(368)**	**(126)**	**-190.8%**	**(1,200)**	**(1,297)**	**-7.5%**
Debt Expenses (Local Currency)	(121)	(134)	-9.9%	(464)	(517)	-10.3%
Debt Expenses (Foreign Currency)	(142)	(66)	117.1%	(322)	(157)	105.9%
Monetary Variation	(20)	(36)	-44.3%	(94)	(80)	18.1%
Exchange Rate Variation	121	148	-18.4%	(82)	(351)	-76.5%
Itaipu Exchange Rate Variation	4	8	-49.8%	1	(24)	-
Restatement of provision for contingencies	(5)	2	-	(18)	(6)	214.0%
Restatement of R&D/PEE/FNDCT	(3)	(3)	-12.7%	(13)	(13)	2.9%
Interest and Fines on Taxes	(2)	(0)	775.7%	(9)	(14)	-34.4%
Installment Payment - Fines and Interest Rates Law 11.94	0	4	-93.1%	(3)	(0)	698.7%
Restatement of GSF	(0)	(17)	-99.3%	(23)	(62)	-63.0%
Other Financial Expenses (Includes IOF)	(47)	(31)	54.4%	(171)	(69)	149.7%
Braslight (Private Pension Fund)	-	-	-	-	(2)	-
Total	**(314)**	**(58)**	**440.1%**	**702**	**(651)**	**-**

ANNEX V – Statement of Financial Position

Light S.A. (R$ million)

ASSETS	12/31/2019	12/31/2018
Current	**5,354**	**5,635**
Cash & cash equivalents	996	707
Marketable securities	682	977
Receivable accounts	2,537	2,855
Inventories	60	38
Taxes and contributions recoverable	81	75
Income tax and social contribution recoverable	135	30
Sector's financial assets	550	564
Prepaid expenses	23	30
Dividends receivable	0	0
Receivables from services rendered	31	90
Swap derivative financial instruments	0	15
Other current assets	260	254
Non-current	**18,490**	**12,228**
Receivable accounts	1,113	1,013
Taxes and contributions recoverable	6,257	52
Deferred taxes	36	405
Sector's financial assets	113	148
Concession financial asset	4,748	4,272
Deposits related to litigation	273	295
Swap derivative financial instruments	373	424
Other current assets	0	84
Contractual asset	497	330
Right of use asset	77	0
Investments	579	547
Fixed assets	1,587	1,560
Intangible	2,837	3,096
Total Assets	**23,844**	**17,864**

LIABILITIES	12/31/2019	12/31/2018
Current	**5,178**	**5,278**
Suppliers	2,546	2,120
Taxes and contributions	172	339
Income tax and social contribution	38	14
Loans and financing	551	1,041
Debentures	836	955
Financial liabilities of the sector	0	3
Dividends payable	315	39
Labor obligations	86	77
Leasing	32	0
Other obligations	600	691
Non-current	**12,436**	**9,196**
Loans and financing	3,756	4,582
Debentures	3,623	3,451
Swap derivative financial instruments	35	112
Taxes and contributions	348	305
Deferred taxes	400	208
Uncovered equity income	22	0
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	543	476
Leasing	48	0
Amounts to be refunded to consumers	3,606	0
Other obligations	54	62
Shareholders' Equity	**6,231**	**3,389**
Capital Stock	4,051	2,226
Capital reserves	3	0
Profit reserves	1,958	929
Asset valuation adjustments	320	336
Other comprehensive income	(101)	(101)
Retained Earnings	0	0
Total Liabilities	**23,844**	**17,864**

Light SESA (R$ million)

ASSETS	12/31/2019	12/31/2018
Current	**3,780**	**4,357**
Cash & cash equivalents	554	491
Marketable securities	327	493
Receivable accounts	1,824	2,335
Inventories	56	34
Taxes and contributions	77	67
Income tax and social contribution	89	29
Sector's financial assets	550	564
Prepaid expenses	21	28
Receivables from services rendered	31	90
Swap derivative financial instruments	0	1
Other current assets	252	226
Non-current	**16,402**	**10,046**
Receivable accounts	1,090	875
Taxes and contributions	6,257	52
Deferred taxes	0	402
Sector's financial assets	113	148
Concession financial asset	4,748	4,272
Deposits related to litigation	269	292
Swap derivative financial instruments	249	324
Contractual asset	497	330
Right of use asset	74	0
Investments	29	30
Fixed assets	245	230
Intangible	2,833	3,091
Total Assets	**20,182**	**14,402**

LIABILITIES	12/31/2019	12/31/2018
Current	**3,715**	**3,791**
Suppliers	1,242	1,133
Taxes and contributions	165	329
Income tax and social contribution	1	1
Loans and financing	540	814
Debentures	833	777
Financial liabilities of the sector	0	3
Dividends payable	274	18
Labor obligations	77	68
Leasing	30	0
Other obligations	552	648
Non-current	**11,310**	**8,165**
Loans and financing	2,896	3,792
Debentures	3,609	3,433
Swap derivative financial instruments	18	112
Taxes and contributions	348	305
Deferred taxes	202	0
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	540	471
Leasing	46	0
Amounts to be refunded to consumers	3,606	0
Other obligations	46	53
Shareholders' Equity	**5,158**	**2,446**
Capital Stock	4,146	2,314
Capital reserves	7	7
Profit reserves	1,101	222
Other comprehensive income	-97	-97
Total Liabilities	**20,182**	**14,402**

Light Energia (R$ million)

ASSETS	12/31/2019	12/31/2018
Current	**1,427**	**1,265**
Cash & cash equivalents	342	90
Marketable securities	338	483
Receivable accounts	734	663
Taxes and contributions	2	6
Swap derivative financial instruments	0	14
Inventories	4	4
Prepaid expenses	2	2
Other current assets	5	4
Non-current	**1,570**	**1,507**
Swap derivative financial instruments	124	101
Contingency deposits	3	3
Right-of-use assets	3	0
Investments	136	111
Fixed assets	1,301	1,289
Intangible	2	3
Right of use asset	0	0
Total Assets	**2,998**	**2,772**

LIABILITIES	12/31/2019	12/31/2018
Current	**1,393**	**1,466**
Suppliers	1,285	1,013
Taxes and contributions	4	3
Income tax and social contribution	37	1
Loans and financing	11	224
Debentures	3	178
Labor obligations	7	6
Leasing obligations	1	0
Other obligations	45	40
Non-current	**1,102**	**1,030**
Loans and financing	860	789
Debentures	15	17
Deferred taxes	199	208
Swap	16	0
Provisions	3	5
Other obligations	8	10
Leasing obligations	2	0
Shareholders' Equity	**503**	**276**
Capital Stock	77	77
Profit reserves	109	25
Asset valuation adjustments	320	336
Other comprehensive income	-4	-4
Accumulated losses	0	-159
Total Liabilities	**2,998**	**2,772**

ANNEX VI – Statement of Cash Flows

Light S.A.

R$ MN	2019	2018
Net cash generated by operating activities	**452**	**41**
Cash generated by (used in) operations	**1,894**	**1,652**
Net income before income tax and social contribution	1,989	311
Allowance for doubtful accounts	1,127	435
Depreciation and amortization	587	545
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment/investment	64	11
Exchange and inflation adjustment losses from financial activities	177	431
Financial provisions and update for tax, civil, labor and regulatory risks and financial update of deposits related to litigation	408	235
Adjustment to present value and prepayment of receivables	(1)	(18)
Interest expense on loans, borrowings and debentures	692	685
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	-	2
Interest over lease obligations	8	-
Swap variation	(206)	(353)
Equity in the earnings of subsidiaries	38	85
Provision for investment losses	-	-
Effect of PIS/COFINS Credits	(2,479)	-
Stock option granted	3	-
Net gain on investments valued at cost	(0)	(11)
Result from sale of equity stakes		
Fair value of the concession's indemnifiable assets	(153)	(147)
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	(360)	(572)
Changes in assets and liabilities	**(1,442)**	**(1,611)**
Marketable securities	(135)	(44)
Consumers, concessionaires and permissionaires	(593)	(835)
Dividends received	3	2
Taxes, fees and contributions to offset	(117)	71
Financial assets and liabilities of the sector	408	(36)
Inventories	(1)	(1)
Receivables from services rendered	22	(7)
Prepaid expenses	7	(2)
Deposits related to litigation	(14)	(38)
Other assets	58	(207)
Suppliers	414	105
Labor obligations	10	10
Taxes, fees and contributions payable	(212)	177
Payment of provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	(305)	(191)
Other liabilities	(176)	154
Interest paid	(710)	(641)
Income tax and social contribution paid	(101)	(127)
Net cash used in investing activities	**(460)**	**(1,667)**
Receivables from sale of equity stakes	14	43
Acquisition of property, plant and equipment	(92)	(88)
Acquisition of intangible and contractual assets	(758)	(671)
Permanent investment acquisitions/financial investments - Investees' contribution	(54)	(92)
Redemption of financial investments	2,768	897
Financial investments	(2,338)	(1,757)
Net cash generated by (used in) financing activities	**298**	**2,063**
Receipt for the issue of shares	1,825	-
Dividends paid	(39)	(30)
Payment of lease obligations	(38)	-
Loans, borrowings and debentures	2,201	4,911
Amortization of loans, borrowings and debentures	(3,651)	(2,765)
Amortization of pension plan contractual debt	-	(54)
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	**289**	**437**
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	707	270
Cash and cash equivalents at the end of the year	996	707

Light SESA

R$ MN	2019	2018
Net cash generated by operating activities	**(79)**	**(237)**
Cash generated by (used in) operations	**1,253**	**1,215**
Net income before income tax and social contribution	1,760	116
Allowance for doubtful accounts	850	435
Depreciation and amortization	530	487
Loss from the sale or write-off of intangible assets/property, plant and equipment	61	9
Exchange and monetary losses (gains) from financial activities	164	339
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks and judicial deposits	409	232
Adjustment to present value and prepayment of receivables	-1	-18
Interest expense on loans, borrowings and debentures	611	591
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	0	2
	-2,479	0
Fair value of the concession's indemnifiable assets	-153	-147
Interest over lease obligations	7	0
Swap variation	-144	-248
Recognition and restatement of financial assets and liabilities of the sector	-144	-572
Gain (loss) on investments valued at cost	0	-11
Changes in assets and liabilities	**(1,332)**	**(1,452)**
Marketable securities	-108	14
Consumers, concessionaires and permissionaires	-516	-677
Taxes, fees and contributions to offset	-76	33
Financial assets and liabilities of the sector	408	-36
Inventories	0	-6
Receivables from services rendered	22	-7
Prepaid expenses	7	-2
Deposits related to litigation	-13	-38
Other assets	194	-80
Suppliers	96	-267
Labor obligations	9	9
Taxes, fees and contributions payable	-236	233
Provisions for tax, civil, labor and regulatory risks	-304	-191
Other liabilities	-196	149
Interest paid	-619	-585
Net cash used in investing activities	**(511)**	**(1,162)**
Acquisition of property, plant and equipment	-27	-32
Acquisition of intangible and contractual assets	-757	-671
Redemption of financial investments	1,763	646
Financial investments	-1,489	-1,106
Net cash generated by (used in) financing activities	**654**	**1,730**
Capital increase	1,832	0
Dividends Paid	-18	-22
Payment of lease obligations	-36	0
Loans, borrowings and debentures	1,867	4,132
Amortization of loans, borrowings and debentures	-2,991	-2,238
Amortization of pension plan debt	0	-52
Amortization of loans - related parties	0	-90
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	**64**	**331**
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	491	160
Cash and cash equivalents at the end of the year	554	491

Light Energia

R$ MN	2019	2018
Net cash generated by operating activities	**594**	**211**
Cash generated by (used in) operations	**497**	**350**
Net income before income tax and social contribution	414	97
Depreciation and amortization	57	54
Loss from the sale of intangible assets/property, plant and equipment	0	2
Exchange rate and monetary losses (gains) from financial activities	13	92
Provision for contingencies and restatement	(2)	2
Interest expense on loans, borrowings and debentures	81	96
Swap variation	(61)	(105)
Charges and inflation adjustment of post-employment obligations	-	0
	0	-
Equity in the earnings of subsidiaries	(5)	112
Changes in assets and liabilities	**97**	**(139)**
Marketable securities	(24)	(68)
Concessionaires and licensees	(71)	(401)
Taxes, fees and contributions	4	1
Inventories	(1)	(0)
Prepaid expenses	0	(0)
Deposits related to litigation	(1)	(0)
Other assets	50	(9)
Suppliers	272	445
Labor liabilities	0	2
Taxes, fees and contributions payable	(16)	(4)
Provisions	(1)	(0)
Other liabilities	20	18
Interest paid	(91)	(87)
Interest received	-	31
Income tax and social contribution paid	(45)	(66)
Net cash used in investing activities	**83**	**(516)**
Acquisition of property, plant and equipment	(65)	(56)
Redemption of financial investments	977	199
Financial investments	(808)	(596)
Investments/Acquisition of invenstments	(21)	(62)
Net cash generated by (used in) financing activities	**(425)**	**341**
Dividens paid	(100)	-
Loans, borrowings and debentures	334	781
Amortization of loans, borrowings and debentures	(658)	(526)
Payment of finance lease obligations	(2)	-
Amortization of pension plan contractual debt		
Loan received - related parties	-	90
Net increase (decrease) in cash and cash equivalents	**252**	**36**
Cash and cash equivalents at the beginning of the year	90	53
Cash and cash equivalents at the end of the year	342	90

List of Abbreviations and Acronyms

- **ACL** – Free Contracting Environment
- **ANEEL** – National Electric Energy Agency
- **BNDES** – Brazilian Development Bank
- **CCEE** – Brazilian Electricity Trading Chamber
- **CCRBT** – Rate Tier Fund Account
- **CDE** – Energy Development Account
- **ACR Account** – Regulated Market Account
- **CUSD** – Distribution System Utilization Agreement
- **CUST** – Transmission System Utilization Agreement
- **CVA** – "A Component" Variation Offset Account
- **CVM** – Brazilian Securities Commission
- **DDSD** – Delegated Services Defense Office
- **DEC** – Equivalent Outage Duration
- **DIC** – Individual Outage Duration per Consumer Unit
- **DIT** – Other Distribution Facilities
- **ESS** – System Service Charges
- **FEC** – Equivalent Outage Frequency
- **FIC** – Individual Outage Frequency per Consumer Unit
- **GSF** – Generation Scaling Factor
- **IRT** – Annual Tariff Adjustment Index
- **O&M** – Operation and Maintenance
- **PCH** – Small Hydro Plant
- **PECLD** – Estimated Allowance for Doubtful Accounts
- **PLD** – Difference Settlement Price
- **PMSO** – Personnel, Materials, Services and Others
- **REN** – Energy Recovery
- **TOI** – Inspection Report
- **TUSD** – Distribution System Usage Charge
- **TUST** – Transmission System Usage Charge
- **UHE** – Hydropower Plant
- **UTE** – Thermal Power Plant
- **VNR** – New Replacement Value